



USINAS FOTOVOLTAICAS FLUTUANTES COMO ALTERNATIVA PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA E REDUÇÃO DA EVAPORAÇÃO EM AÇUDES DO SEMIÁRIDO BRASILEIRO

Mariana Padilha Campos Lopes

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutora em Planejamento Energético.

Orientadores: Marcos Aurélio de Vasconcelos Freitas
David Alves Castelo Branco

Rio de Janeiro
Março de 2020

USINAS FOTOVOLTAICAS FLUTUANTES COMO ALTERNATIVA PARA A
GERAÇÃO DE ENERGIA E REDUÇÃO DA EVAPORAÇÃO EM AÇUDES DO
SEMIÁRIDO BRASILEIRO

Mariana Padilha Campos Lopes

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTORA
EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientadores: Marcos Aurélio Vasconcelos Freitas

David Alves Castelo Branco

Aprovada por: Prof. Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

Prof. David Alves Castelo Branco

Prof. Amaro Olímpio Pereira Junior

Prof. Leonardo Duarte Batista da Silva

Dr. Ricardo Marques Dutra

Dr. Marcio Giannini Pereira

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2020

Lopes, Mariana Padilha Campos

Usinas fotovoltaicas flutuantes como alternativa para a geração de energia e redução da evaporação em açudes do semiárido brasileiro / Mariana Padilha Campos Lopes – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2020.

XV, 115 p.: il.; 29,7 cm

Orientadores: Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

David Alves Castelo Branco

Tese (Doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 104-115.

1. Usina solar flutuante. 2. Análise técnico-econômica. 3. Semiárido. I. Freitas, Marcos Aurélio Vasconcelos et al. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Dedico a minha tese a todos que erraram com boa intenção e que persistiram por acreditar que a busca era mais forte que o insucesso e que os erros são mais uma forma de entender como não se deve ser feito.

Agradeço a matéria, a antimatéria, ao universo, às estrelas, aos ciclos, à natureza, à biodiversidade, às invenções e aos bem intencionados.

Agradeço às pessoas que observam a natureza e percebem que fazemos parte dela e que atacá-la é falta de amor próprio.

Agradeço por ter todos os sentidos, audição, olfato, visão, paladar, tato e a percepção de que isso é o maior presente que podemos ter na vida, além de ser o maior barato.

Agradeço a quem inventou a eletricidade, quer dizer, quem descobriu como domá-la, mesmo que tenha levado muitos choques e se assustado com noites de raios e dominou o medo. Agradeço também a quem inventou a lâmpada e tornou os dias mais longos e os caminhos mais claros. Meu sincero agradecimento ao inventor da internet que facilitou que as informações chegassem à velocidade de uma sinapse, reduzindo distâncias a um nível inimaginável séculos atrás.

Agradeço a todas as pessoas que passaram pela minha vida, levando um pouco de mim consigo e deixando um pouco de si em mim fazendo de mim quem eu sou hoje.

Agradeço aos meus pais Fernando Pedro e Helen Cristina por me estimularem a buscar mais conhecimento e serem meus exemplos de responsabilidade, perseverança e tranquilidade para alcançar os objetivos.

Agradeço aos meus amigos que tornam minha vida muito mais divertida e prazerosa e os quais posso dividir minhas ansiedades, planos, conquistas, tristezas e alegrias nesse caminho chamado vida que não faria sentido se não pudesse ser compartilhada.

Agradeço a Deus por me dar de presente os cinco sentidos e fazer com que consiga perceber o quão maravilhoso é isso, agradeço também por estar sempre comigo, em todos os momentos, me escutando e mostrando o melhor caminho a seguir, colocando em minha vida pessoas maravilhosas e experiências que me fazer aprender.

Agradeço aos meus professores orientadores Marcos Freitas e David Branco por sempre me apoiarem e oferecerem oportunidades de projetos para que eu pudesse me desenvolver profissionalmente.

Agradeço a toda minha família que amo muito e que sempre torcem por mim, pela minha felicidade e peço desculpas pela ausência durante o tempo dedicado a pesquisa.

Agradeço à Faperj que me apoiou e que luta bravamente para se manter oferecendo ajuda a quem faz ciência num país em que ainda há muita nebulosidade encobrendo o conhecimento.

Agradeço ao IVIG e a todos os meus colegas que desenvolveram projetos comigo e hoje se tornaram amigos para uma vida inteira.

Agradeço aos meus colegas do PPE, em que fiz nestes 7 anos de mestrado e doutorado, os quais me tornei amiga, e que espero ter sempre contato por serem pessoas muito especiais e queridas; aos professores do PPE, os quais pude compartilhar a presença em diversas reuniões de colegiado por dois anos e que serviram e servem de inspiração para seguir aprendendo e compartilhando informações na área de energia e meio ambiente.

Agradeço também a todos os professores que fizeram parte da minha história desde a infância, dos quais guardo muitas frases sábias e um sincero carinho por terem contribuído em minha formação como pessoa e profissional.

*Sinto-me num casulo
Momento reflexivo e cheio de expectativa
Metamorfose da vida, de conhecimento
Já consigo imaginar a brisa do amanhecer
Novas experiências estão ansiosas por me aguardar
Já sinto a luz entrar
Depois de uma longa estadia em um ambiente apertado, mas acolhedor
Chega a hora
Hora de abrir as asas
E voar.*

Mariana Padilha C. Lopes

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutora em Ciências (D.Sc.)

USINAS FOTOVOLTAICAS FLUTUANTES COMO ALTERNATIVA PARA A
GERAÇÃO DE ENERGIA E REDUÇÃO DA EVAPORAÇÃO EM AÇUDES DO
SEMIÁRIDO BRASILEIRO

Mariana Padilha Campos Lopes

Março/2020

Orientador: Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

David Alves Castelo Branco

Programa: Planejamento Energético

Cerca de 28 milhões de pessoas vivem no semiárido brasileiro e dependem de 3.456 açudes como principal fonte de abastecimento de água. A escassez hídrica faz parte da história da região e o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) indica um agravamento da vulnerabilidade hídrica com a previsão do aumento na temperatura média, associada à maior intensidade e frequência dos períodos de seca, elevando a taxa de evaporação nos reservatórios. Usinas fotovoltaicas flutuantes (UFVF) podem ser uma alternativa para mitigar problemas de abastecimento de água, reduzindo a taxa de evaporação de corpos d'água. Sendo assim, este trabalho tem como objetivo estimar o potencial de evaporação evitada e o potencial de energia elétrica gerada pela instalação de UFVF em açudes do semiárido brasileiro usando a bacia Apodi-Mossoró, no Rio Grande do Norte como estudo de caso. Outro objetivo é realizar um estudo econômico relacionado a estas UFVFs. Três cenários de cobertura das superfícies dos açudes são considerados: 1) a área ocupada pelo volume morto; 2) 50% da área total de açudes; 3) 70% da área total de açudes. Os resultados mostram que a instalação de UFVF sobre os açudes preservaria, anualmente, 20,6 Mm³, 83,3 Mm³ e 124,3 Mm³ de água nos cenários 1, 2 e 3, respectivamente, e estima a geração anual de 2,3 TWh, 8,6 TWh e 12 TWh, respectivamente. As UFVFs possuem maior viabilidade do que as usinas fotovoltaicas convencionais por reduzirem despesas com caminhões-pipa devido à menor evaporação dos açudes e à maior eficiência de geração.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.).

FLOATING FOTOVOLTAIC SYSTEMS AS AN ALTERNATIVE FOR ENERGY
GENERATION AND EVAPORATION REDUCTION IN WEIRS OF BRAZILIAN
SEMIARID REGION

Mariana Padilha Campos Lopes

March/2020

Advisor: Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

David Alves Castelo Branco

Department: Energy Planning

About 28 million people live in the Brazilian semiarid and depend on 3,456 weirs as their main source of water supply. Water scarcity issues are part of the region's history and Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) indicates an increase in the average temperature associated with greater intensity and frequency of droughts periods, which leads to higher evaporation rate in its reservoirs. Floating photovoltaic systems (*UFVF*) could be used to mitigate water supply issues reducing the evaporation rate of water bodies such as weirs. Thus, this work aims to estimate the potential evaporation prevented and potential electrical energy generated by the installation of *UFVF* in weirs of the Brazilian semiarid using the *Apodi-Mossoró* basin, in state of *Rio Grande do Norte* as a case study. Three scenarios of the surface cover are considered for the weirs: 1) the area occupied by dead storage; 2) 50% of the total weirs area; 3) 70% of the total weirs area. Results show that the installation of *UFVF* over weirs would preserve 20.6 Mm³, 83.3 Mm³ and 124.3 Mm³ of water in scenarios 1, 2 and 3, respectively, and estimates the annual generation of 2.3 TWh, 8.6 TWh, and 12 TWh, respectively. The *UFVF* are more viable than the conventional photovoltaic plants because they reduce expenses with water trucks due to less weirs evaporation and due to the higher generation efficiency.

Sumário

LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE TABELAS	xiv
SIGLAS E ABREVIATURAS	xv
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Considerações Iniciais	1
1.2 Justificativa	6
1.3 Objetivos.....	9
1.3.1 Geral.....	9
1.3.2 Específicos	10
1.4 Estrutura do Trabalho	10
CAPÍTULO 2 - A EVAPORAÇÃO EM RESERVATÓRIOS	12
2.1 Mecanismos usados para evitar a evaporação em reservatórios.....	13
2.1.1 Coberturas Modulares Flutuantes.....	15
2.1.2 Coberturas Planas Flutuantes	18
2.1.3 Coberturas Suspensas.....	20
2.1.4 Barreiras Químicas.....	21
2.1.5 Armazenamento em Reservatórios Subterrâneos.....	22
2.1.6 Métodos de Cobertura Biológica	23
CAPÍTULO 3 - USINAS FOTOVOLTAICAS FLUTUANTES.....	24
3.1 Usinas fotovoltaicas flutuantes: características técnicas, tipos, e instalações pelo mundo.	24
3.2 Impactos da Instalação de UFVF na Evaporação de Reservatórios	44
3.3 Impactos sobre a eficiência energética de produção em UFVF.....	46
CAPÍTULO 4 - PROPOSTA METODOLÓGICA	49
4.1 Características da Bacia Apodi- Mossoró- RN.....	52
4.2 Parâmetros técnicos das Usinas Fotovoltaicas Flutuantes propostas.....	55

4.3 Metodologia para estimativa da redução da evaporação pela UFVF	59
4.4 Metodologia para estimativa da geração de energia pela UFVF	62
4.4.1 Simulação no System Advisor Model.....	62
4.4.2 Potencial instalado em cada açude	71
4.5 Metodologia para avaliação econômica e financeira	72
4.5.1 Custos das UFVS e UFVF	72
CAPÍTULO 5 – RESULTADOS	83
5.1 Resultados quanto à redução da evaporação.....	83
5.2 Resultados quanto à produção de energia.....	86
5.3 Resultados quanto à avaliação econômica.....	89
CAPÍTULO 6- CONCLUSÃO.....	101
REFERÊNCIAS	104

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Histórico do volume dos reservatórios do semiárido brasileiro de 2012 a 2019 (ANA, 2019).....	4
Figura 2: Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ONU, 2015).	7
Figura 3: Métodos para reduzir a evaporação em reservatórios.	14
Figura 4: Esferas de Polietileno de Alta densidade (ENQUIP, 2019).	16
Figura 5: Estrutura da tecnologia Hex Dome (BIG DITCH, 2019).	16
Figura 6: Tecnologia Quit Evap cobrindo um reservatório (BIG DITCH, 2019).	17
Figura 7: Tecnologia Raftex para cobrir reservatórios (BIG DITCH, 2019).	17
Figura 8: Estrutura de um Evap (esquerda) (BALDWIN, 2010) e Evaps em um reservatório (direita) (ASSOULINE; NARKIS; OR, 2011).	18
Figura 9: Reservatório coberto com a tecnologia E-vap Cap (BIG DITCH, 2019).	19
Figura 10: Tecnologia Evap-mat cobrindo um reservatório em 90% (BIG DITCH, 2019).	20
Figura 11: Produtos usados para criar barreiras químicas em reservatórios.	22
Figura 12: Armazenamento em tanques subterrâneos (BIG DITCH, 2019).	22
Figura 13: Lírios flutuantes em um lago para redução da evaporação (EXTENSION, 2019).	23
Figura 14: Esquema típico de uma UFVF de grande porte e seus componentes (WORLD BANK GROUP; ESMAP; SERIS, 2018).	26
Figura 15: Sistema experimental de refrigeração de painéis fotovoltaicos em Pisa (CAZZANIGA et al., 2017).	28
Figura 16: UFVF com sistema de rastreamento (CAZZANIGA et al., 2017).	29
Figura 17: Sistema de rastreamento para UFVF com propulsores (CAZZANIGA et al., 2017).	29
Figura 18: Modelo Italiano da <i>Science Industry Technology (SIT)</i> denominado <i>Floating Tracker Cooling Concentrator (FTCC)</i> (ROSA-CLOT; TINA, 2018c).	30
Figura 19: Esquema dos módulos com refletores óticos (A) e conceito da UFVF com concentradores (B) (ROSA-CLOT; TINA, 2018c).	30
Figura 20: Modelo Coreano do sistema solar flutuante (LEE; JOO; YOON, 2014).	31
Figura 21: Modelo Upsolar com SERIS instalado na bacia de Tiengheh em Singapura (CAZZANIGA et al., 2017).	32
Figura 22: Conceito de UFVF sobre tubos e pneus (CAZZANIGA et al., 2017).	32
Figura 23: Conceito SUNdy para UFVF (DNV KEMA, 2019).	33
Figura 24: Modelo de sistema fotovoltaico submerso da Infratec Industries Inc. da Austrália (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).	34

Figura 25: Modelo de sistema FV flutuante Ciel & Terre (CIEL & TERRE, 2019).	34
Figura 26: Tipo mais comum de flutuantes usados no mundo para UFVF – Modelo Ciel et Terre.	35
Figura 27: Estrutura unitária do sistema solar flutuante proposto (YOON, 2013).....	36
Figura 28: Modelo de Usina solar flutuante desenvolvido na Coreia (TRAPANI; SANTAFÉ, 2015).....	36
Figura 29: Conceito de sistema de ancoramento da UFVF proposto pela PIONEER MOORING (2019).	38
Figura 30: Esquema do sistema de ancoragem e fixação da UFVF à esquerda (BYLANDER, 2018) e detalhamento do sistema flexível de tensionamento da <i>Seaflex</i> (SEAFLEX, 2019).	38
Figura 31: Conceito Sungrow de ancoragem de UFVF (SUNGROW, 2019).....	39
Figura 32: Histórico de UFVF pelo mundo de 2007 a 2014 (TRAPANI; SANTAFÉ, 2015)	40
Figura 33: Capacidade Global Instalada de UFVF em MW (WORLD BANK GROUP; ESMAP; SERIS, 2018).	41
Figura 34: Localização e capacidade instalada das 200 maiores UFVF do mundo (SOLAR PLAZA, 2019).	42
Figura 35: Maiores empresas de instalação de UFVF no mundo (SOLAR PLAZA, 2019).	42
Figura 36: Capacidade instalada das 100 maiores plantas fotovoltaicas no mundo e seus respectivos países (kWp) (SOLAR ASSET MANAGEMENT, 2019)	43
Figura 37: Balanço de água e energia (adaptado de Ferrer-Gisbert et al., 2013).	45
Figura 38: Curvas da corrente pela voltagem para diferentes temperaturas e irradiância constante (AMELIA et al., 2016).	47
Figura 39: Curvas da potência pela voltagem para diferentes temperaturas e irradiância constante (AMELIA et al., 2016).	47
Figura 40: Avaliação do potencial de implantação da UFVF.	50
Figura 41: Níveis e volumes de um reservatório (LOPES; SANTOS, 2002)	51
Figura 42: Açudes encontrados no semiárido brasileiro (ANA, 2018).	53
Figura 43: Bacia Apodi-Mossoró e os reservatórios monitorados (IGARN, 2019).	55
Figura 44: Composição do sistema proposto para o estudo (modelo Sungrow).	57
Figura 45: Precipitação e evaporação potencial em Apodi - RN (INMET, 2018).	59
Figura 46: Comparação entre área útil e área total do açude Encanto da bacia Apodi-Mossoró (produzido a partir de imagens do Google Earth)	61
Figura 47: Entrada de dados meteorológicos locais no <i>SAM</i>	63
Figura 48: Entrada de características técnicas do módulo fotovoltaico escolhido para os sistemas FV.	63

Figura 49: Entrada de características técnicas do inversor escolhido para a composição do sistema de 1MW.....	64
Figura 50: Características do sistema de 1 MW como número de módulos em série, número de linhas em paralelo, angulação e orientação dos módulos.....	65
Figura 51: Dimensionamento de painéis e linhas em relação ao sombreamento.....	66
Figura 52: Entradas de perdas para o sistema das UFVFs de 1 MW.	68
Figura 53: Entradas de perdas para o sistema das UFVSs de 1 MW.	68
Figura 54: Entrada de perdas no <i>SAM</i> devido ao cabeamento após o inversor, ao transformador, à transmissão e à disponibilidade.....	69
Figura 55: Distribuição percentual dos custos da UFVF e da UFVS (BYLANDER, 2018).....	73
Figura 56: Variação nos custos declarados de módulos fotovoltaicos (MME; EPE, 2018).	74
Figura 57: Custo para a instalação de sistemas fotovoltaicos no mundo (IRENA, 2019).	75
Figura 58: Dados para cálculo do <i>LCOE</i> de 1 MW da UFVS (preço 2).	78
Figura 59: Dados para cálculo do <i>LCOE</i> de 1 MW da UFVS (preço 2).	78
Figura 60: Dados para cálculo do <i>LCOE</i> de 1 MW da UFVF (preço 1).	79
Figura 61: Dados para cálculo do <i>LCOE</i> de 1MW da UFVF (preço 2).	79
Figura 62: Eficiência na redução de evaporação função do cobrimento da superfície do reservatório para uma UFVF de 1 MW.	84
Figura 63: Volume anual evaporado e evitado para os três cenários, considerando reservatórios com capacidade até 10 Mm ³	84
Figura 64: Volume anual evaporado e evitado para os três cenários, considerando reservatórios com capacidade maior de 10 Mm ³	85
Figura 65: Produção média mensal de energia da UFVF.	87
Figura 66: Produção média mensal de energia da UFVS.....	87
Figura 67: Custo de investimento em UFVF de 2014 a 2018 apurado em leilões pelo mundo (WORLD BANK GROUP; ESMAP; SERIS, 2018).	89
Figura 68: Tempo de vida e taxa de degradação afetando o <i>LCOE</i> (STEIN et al., 2018).....	96
Figura 69: Redução dos custos nivelados da energia em relação à vida-útil do sistema.....	97

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Estudos sobre a redução da evaporação a partir da instalação de UFVF.	45
Tabela 2: Aumento da eficiência do UFVF comparado ao SFV instalado em terra.	49
Tabela 3: Capacidades e áreas dos açudes da bacia Apodi-Mossoró.	54
Tabela 4: Características dos equipamentos da Sungrow necessários para compor 1 MW da UFVF.	57
Tabela 5: Características técnicas do módulo fotovoltaico escolhido (GLOBO BRASIL, 2019).	58
Tabela 6: Quantidade e características de módulos e inversor adotado para um sistema de 1 MWp.	58
Tabela 7: Resumo das perdas dos sistemas da UFVF e UFVS.	67
Tabela 8: Considerações para análise financeira do projeto da UFVF e cálculo do custo nivelado.	76
Tabela 9: Energia gerada por 1 MW da UFVF em comparação com a UFVS.	86
Tabela 10: Áreas cobertas, capacidades instaladas e energia gerada pelas UFVFs anualmente para os três cenários propostos.	88
Tabela 11: Suprimento potencial residencial de energia no Brasil para os três cenários propostos.	88
Tabela 12: Comparação do CAPEX por área das diversas tecnologias de redução da evaporação.	90
Tabela 13: Cenários de cobertura do reservatório e suas respectivas eficiências de prevenção de evaporação e custo evitado de US\$ 17,33 m ⁻³ para a água do caminhão-pipa.	91
Tabela 14: Cenários de cobertura do reservatório e suas respectivas eficiências de prevenção de evaporação e custo evitado de US\$ 4,16 m ⁻³ para a água do caminhão-pipa.	92
Tabela 15: Cenários de cobertura do reservatório e suas respectivas eficiências de prevenção de evaporação e custo evitado de US\$ 1,58 m ⁻³ para a água advinda de poços, baseado em Sales et al. (2017).	93
Tabela 16: Cenários de cobertura do reservatório e suas respectivas eficiências de prevenção de evaporação e custo evitado de US\$ 7,86 m ⁻³ para a água advinda de dessalinização por osmose reversa, baseado em Sales et al. (2017).	94
Tabela 17: Viabilidade econômica para os três cenários de UFVF e a UFVS.	94
Tabela 18: <i>LCOE</i> em relação a diferentes tempos de vida-útil dos sistemas.	97
Tabela 19: Resultado da análise de sensibilidade variando a taxa de desconto.	99

SIGLAS E ABREVIATURAS

ANA – Agência Nacional de Águas
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
ASA – Articulação do Semiárido
BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento
CA – Corrente Alternada
CAPEX - *Capital expenditure*
CC – Corrente Contínua
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
EIA- *U. S. Energy Information Administration*
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FINEM – Financiamento Nacional a Empreendimentos
FV – Fotovoltaico
IBGE – Instituto Nacional de Geografia e Estatística
IFC/WBG- *International Finance Corporation/World Bank Group*
IGARN – Instituto de Gestão da Água do Rio Grande do Norte
INMET- Instituto Nacional de Meteorologia
IRENA - *International Renewable Energy Agency*
MME – Ministério de Minas e Energia
NREL - *National Renewable Energy Laboratory*
OMS – Organização Mundial de Saúde
ONS – Operador Nacional do Sistema
RN – Rio Grande do Norte
SAM – System Advisor Model
SIGSAB – Sistema de Gestão da Informação e do Conhecimento do Semiárido
SUDENE – Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste
SWERA – *Solar and Wind Energy Resource Assessment*
UFVF – Usina Fotovoltaica Flutuante
UFVS – Usina Fotovoltaica sobre o Solo
VPL - Valor Presente Líquido
TIR - Taxa Interna de Retorno
WACC - *Weighted Average Cost of Capital*
 α - Percentual de superfície coberta
 ε - Eficiência de Redução da Evaporação

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

O semiárido brasileiro possui uma área total de 1.128.697 km², com 1.262 municípios, representando 13,2% do território nacional (SUDENE, 2017). O semiárido está distribuído em duas regiões, sendo 89,5% pertencente à Região Nordeste (Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe, Bahia) e 10,5% à Região Sudeste, mais especificamente no estado de Minas Gerais (IBGE, 2019). Sua área é maior que a soma dos territórios da Alemanha, Itália, Cuba e Costa Rica (ARAÚJO, 2011), sendo equivalente aos territórios da França e da Espanha juntos.

A delimitação da região semiárida foi feita de acordo com a precipitação de 800 mm de isoietas, possui um Índice de Aridez de Thornthwaite, em 1941, de até 0,5 e risco de seca superior a 60% (IBGE, 2019). Devido à baixa latitude da região, próximo ao Equador, entre 5 e 10° Sul a região apresenta alta insolação média (2.800 h ano⁻¹), temperaturas entre 15 e 40° C, com uma média anual de 26° C, e amplitude térmica de 3 a 5° C (MOURA et al., 2014).

Segundo a última projeção oficial, com base no censo demográfico realizado em 2010, o semiárido brasileiro tinha aproximadamente 28 milhões de habitantes em 2017 (12% da população brasileira) (SUDENE, 2017) e 1,5 milhão de famílias com 9 milhões de moradores na zona rural que são responsáveis por 28,82% de toda a agricultura familiar brasileira (ASA, 2019). O desenvolvimento da agricultura, pecuária e agroindústria depende do abastecimento de água, e a água representa a principal razão para a população se instalar em uma área específica do semiárido brasileiro.

Os rios da região são geralmente esporádicos e intermitentes devido a longos períodos de escassez de água e falta de precipitação (IBGE, 2019). O período de chuvas da área ocorre durante 3 a 4 meses no ano, o que torna necessário o armazenamento de água para abastecer a população durante o período de escassez. Além disso, o terreno é raso e a cobertura vegetal é geralmente degradada, o que leva ao escoamento superficial e à difícil infiltração (ARAÚJO, 2011).

Diversos países europeus, como a Espanha, enfrentam na produção agrícola,

altos custos de produção, déficit hídrico, pequenas extensões de terra agricultável e grande competitividade do mercado internacional, levando à busca de soluções que tornem mais viável a produção de alimentos (FERRER-GISBERT et al., 2013). No Brasil, a crise hídrica está atingindo cada vez mais regiões do país. Com um problema grave de seca e, também, de gestão dos recursos naturais, várias regiões brasileiras vêm apresentando níveis baixos em seus reservatórios em épocas do ano em que eles costumavam estar com níveis mais elevados.

A dificuldade de acesso à água potável e com qualidade para o abastecimento humano é um problema recorrente no semiárido brasileiro. A região caracteriza-se por apresentar reservas insuficientes de água em seus mananciais e temperaturas elevadas durante todo ano, com baixas amplitudes térmicas, forte insolação e altas taxas de evapotranspiração. As chuvas, que ocorrem com enorme irregularidade temporal e territorial apresentam totais pluviométricos anuais relativamente baixos e geralmente superados pela evapotranspiração, o que resulta em taxas negativas no balanço hídrico.

A região mostrou extrema vulnerabilidade social¹ ao longo da história, que foi agravada pelo aumento de ocupações no século XVII sem qualquer preocupação com a construção de infraestruturas hidráulicas ou rodovias, culminando em uma seca que causou diversas mortes no período de 1877 a 1879 (CAMPOS, 2014).

Devido à escassez de água e à ausência de corpos hídricos perenes naturais, vários reservatórios foram criados artificialmente para atender a população da região semiárida brasileira, que é uma das áreas mais populosas do semiárido no mundo. As políticas públicas para a construção de infraestrutura hídrica prevaleceram no período de 1906 a 1945 com a construção de açudes e represas no semiárido como estratégia para reduzir a vulnerabilidade hídrica (MAGALHÃES; GLANTZ, 1992).

Existem 15.354 corpos d'água no semiárido brasileiro, segundo a Agência Nacional de Águas (ANA) (ANA, 2017a). Dentre estes, 3.455 (22,5%) correspondem a açudes utilizados principalmente para rega e irrigação e, quanto à salinidade, 9% dos

¹ Vulnerabilidade Social pode ser definida como sensibilidade ou susceptibilidade a prejuízos e pela falta de capacidade adaptativa a eventos adversos (MCCARTHY et al., 2001; OPPENHEIMER et al., 2014), ou pela capacidade de prevenção, de lidar e de recuperação a impactos (COSTA; KROPP, 2013) que atingem questões como saúde, bem-estar, segurança e segurança alimentar (TEGAT; SHELDON; GRIFFITHS, 1990), assim como envolve indicadores como acesso a educação, conhecimento cultural, representatividade política, acesso a necessidades básicas como abrigo, comida, roupas e valores culturais (FÜSSEL, 2012).

açudes são compostos por água doce, 24,4% de água salgada e para 66,6% deles essa característica é desconhecida (ANA, 2017b).

Grande parte da água nos reservatórios é evaporada ao longo do ano. A evaporação na superfície de um reservatório, processo físico de passagem da água para vapor, depende basicamente de variáveis meteorológicas como: radiação solar incidente, temperatura do ar, velocidade do vento, pressão atmosférica e umidade relativa (BRUTSAERT, 1982 apud CURTARELLI, et al., 2013).

A taxa de evaporação que ocorre em reservatórios é mais intensa quanto maior for a incidência de radiação solar, maiores temperaturas e velocidades de vento e menores umidades relativas. Essas características climáticas são encontradas no semiárido brasileiro, apresentando alto índice de evapotranspiração que supera, em muitos locais, o índice pluviométrico, conformando taxas de balanço hídrico negativas (SÁ et al., 2010).

Em relação às mudanças climáticas, o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) sinalizou em seus cenários para o semiárido brasileiro, até o final do século XXI, o aumento da temperatura de 1 a 3° C no cenário otimista e de 2 a 4° C no cenário pessimista e consequente aumento da evaporação nas massas d'água (IPCC, 2013). Ou seja, há a tendência de agravamento escassez hídrica, levando a uma maior vulnerabilidade social, frente à dificuldade de atendimento às necessidades básicas como acesso à água, alimentação e segurança, além da perda da qualidade de vida da população.

A região sofreu um grave déficit hídrico nos últimos seis anos, com um balanço hídrico negativo que afeta diretamente o volume das barragens e os açudes da região, como mostra a Figura 1.

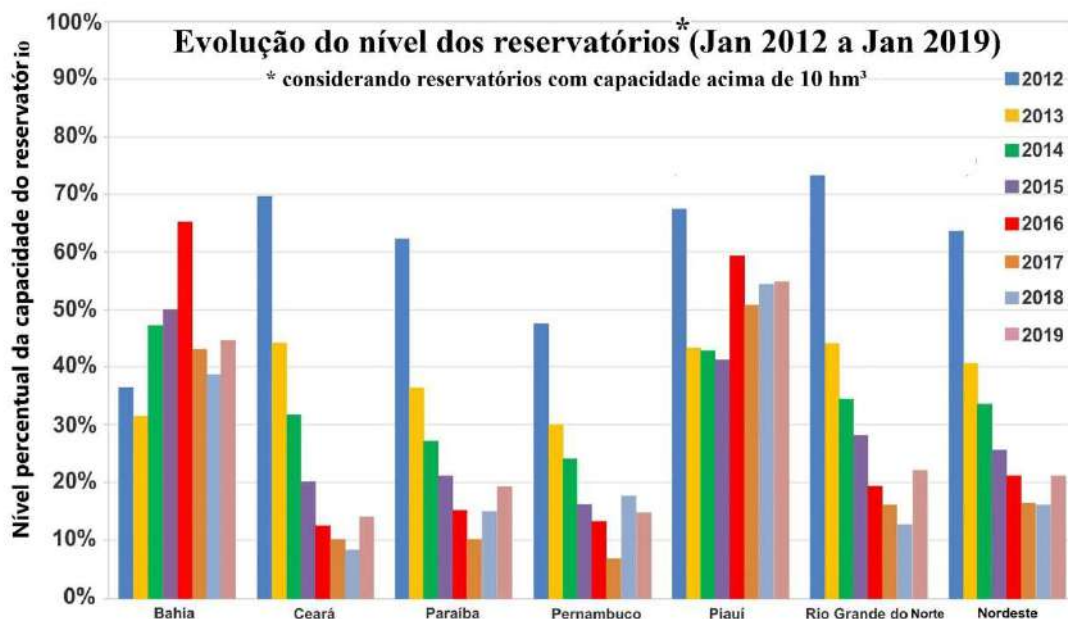


Figura 1: Histórico do volume dos reservatórios do semiárido brasileiro de 2012 a 2019 (ANA, 2019)

A redução do nível de água nos reservatórios devido ao alto índice de evaporação nos reservatórios provoca um aumento da salinidade e piora a qualidade da água destinada ao consumo humano (CIRILO; MONTENEGRO; CAMPOS, 2010), contribuindo para a ampliação da vulnerabilidade hídrica da região também.

Políticas públicas têm sido implementadas para atender ao abastecimento de água da população, como fornecimento de caminhões-pipa, recuperação de poços, construção de cisternas de águas pluviais, coleta e dessalinização de águas subterrâneas e transporte de longa distância por meio de adutoras (MACHADO; DIAS; SILVA, 2017; MARENGO et al., 2017).

Uma das estratégias emergentes para a mitigação dos efeitos que levam à escassez de água é a instalação de sistemas fotovoltaicos flutuantes para reduzir a taxa de evaporação de corpos d'água, como represas e reservatórios (YADAV; GUPTA; SUDHAKAR, 2016a). Em regiões semiáridas como Almeria e Múrcia, na Espanha, na Austrália e na Turquia os sistemas fotovoltaicos flutuantes têm sido estudados como uma importante alternativa para reduzir a taxa de evaporação em reservatórios (ALVAREZ et al., 2008a; BENGOCHEA et al., 1991a; CRAIG et al., 2005a; GÖKBULAK; ÖZHAN, 2006a; NAZIFIFARD; TAHERI; NAZIFIFARDARANI, 2017).

As usinas fotovoltaicas flutuantes (UFVF) podem apresentar uma alternativa

interessante quando instaladas em reservatórios de abastecimento com a finalidade de reduzir a evaporação, principalmente em regiões como o semiárido brasileiro.

A instalação de sistemas fotovoltaicas flutuantes nestes reservatórios pode interferir em algumas variáveis como a incidência de radiação sobre a superfície, velocidade do vento temperatura da superfície, produzindo condições favoráveis à redução da evaporação.

Outro incentivo e vantagem da instalação de UFVF é a maior facilidade para tais usinas obterem licenças ambientais já que elas geralmente são instaladas em áreas anteriormente antropizadas e diminuem os custos com a terraplanagem, além de poderem ser usadas em reservatórios de usinas hidrelétricas e aproveitar o sistema de transmissão já instalado. (ROSA-CLOT; TINA, 2017).

A energia gerada pelo sistema fotovoltaico flutuante pode ser usada para vários fins, como bombeamento de água para sistemas de irrigação dedicados à produção de alimentos, alimentação de sistemas de dessalinização de água no caso de reservatórios de água salobra, inserção de energia na rede e geração de crédito de energia para a prefeitura usar em despesas públicas. Além da alternativa do despacho da energia solar fotovoltaica gerada, também existe a possibilidade de utilizar esta energia para o acionamento de moto-bombas para bombear a água para outros reservatórios, para sistemas de tratamento ou sistemas de dessalinização.

Sistemas fotovoltaicos flutuantes já foram implementados em reservatórios em todo o mundo com a intenção de reduzir a proliferação de algas (FERRER-GISBERT et al., 2013; SHARMA; MUNI; SEN, 2015), aumentar a eficiência de geração de energia (CAZZANIGA et al., 2017; MUSCAT, 2014), evitar a ocupação de terras utilizáveis, dar utilidade às áreas poluídas de minas abandonadas (POURAN, 2018; SONG; CHOI, 2016; TRAPANI; MILLAR, 2015), aproveitar as linhas de transmissão de energia pré-existentes, próximas a usinas hidrelétricas (FARFAN; BREYER, 2018; GALDINO; OLIVIERI, 2017; HARTZELL, 2016; PEREZ et al., 2018; SACRAMENTO et al., 2015; SILVÉRIO et al., 2018) e reduzir a evaporação de corpos d'água (FERRER-GISBERT et al., 2013; KRISHNAVENI; ANBARASU; VIGNESHKUMAR, 2016; NAZIFIFARD; TAHERI; NAZIFIFARDARANI, 2017; ROSA-CLOT; TINA, 2018a; SANTAFÉ et al., 2014a).

Países como Japão, Inglaterra, Austrália Coreia, Índia e Estados Unidos estão

implantando novas UFVFs em reservatórios (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016). No Brasil, três sistemas fotovoltaicos flutuantes foram instalados nos últimos anos, para fins de pesquisa e desenvolvimento: um de 50 kW de capacidade da Companhia de Energia de São Paulo (CESP) em Rosana, estado de São Paulo (DO PORTAL DO GOVERNO, 2016); outro de capacidade de 1 MW, de propriedade da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), no reservatório de Sobradinho, na região semiárida do estado da Bahia; e o último com 5 MW no reservatório de Balbina, no estado do Amazonas, também de propriedade da CHESF (BRASIL-MME, 2016; Silva, 2018).

O principal objetivo deste trabalho é realizar uma avaliação técnica e econômica de dois aspectos da instalação de usinas fotovoltaicas flutuantes (UFVF) em açudes localizados no semiárido brasileiro: o quanto representa de água não evaporada; e quanto pode ser gerado de energia. Foi avaliada a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos flutuantes em açudes e barragens no semiárido brasileiro, concluindo se esta aplicação poderia acarretar menores gastos com energia e abastecimento de água para a população, especialmente em áreas remotas onde são utilizados caminhões-pipa.

1.2 Justificativa

Em 2015 foram lançados dois editais de pesquisa e desenvolvimento (P&D) pela Eletrobras que visavam promover propostas de entidades públicas e privadas na finalidade de estimular a realização de pesquisas sobre os impactos da instalação de usinas fotovoltaicas flutuantes em reservatórios da Eletrosul e Eletronorte (ELETROBRAS, 2015). Atendendo aos editais, no ano de 2016 foi inaugurada a primeira usina solar flutuante em reservatório de hidrelétrica do mundo, localizada em Balbina, no município de Presidente Figueiredo – AM (EBC, 2016).

Em entrevista, o até então Ministro de Minas e Energia, afirmou sobre o interesse em criar leilões de energia de reserva para a instalação de UFVF em reservatórios de hidrelétricas com baixa capacidade de geração e subestações de transmissão com capacidade ociosa (EBC, 2016).

A produção e comercialização de energia de UFVF também pode ser interessante em açudes do semiárido, visto que além de serem em uma região de alta insolação, podem representar ganhos econômicos pela redução da evaporação nos

açudes e ganhos de receita para os estados e municípios a partir da venda de energia gerada nos açudes.

Outro ponto importante é que a instalação das UFVFs no semiárido estaria em acordo com a Agenda 2030 de objetivos de desenvolvimento sustentável (ODS) lançado em 2015 pela Organização das Nações Unidas (ONU) que integram as dimensões econômica, social e ambiental como podemos observar na (ONU, 2015).



Figura 2: Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ONU, 2015).

O uso de UFVF no semiárido brasileiro abrange diretamente os seguintes objetivos de desenvolvimento sustentável (ONU, 2015):

Objetivo 6 - Assegurar a disponibilidade e gestão sustentável da água e saneamento para todos – Os itens referentes a este objetivo promovem o aumento da eficiência do uso e retirada sustentável de água, além do abastecimento das populações como forma de combate à escassez;

Objetivo 7 - Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos - dentre os itens tratados neste objetivo está o de aumento da participação de energias renováveis na matriz energética, dobrar a taxa de eficiência energética, promover o investimento em infraestrutura de energia e tecnologias limpas;

Objetivo 9 - Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação – os itens que tangem o assunto de

implantação de UFVF são o desenvolvimento de infraestrutura regional sustentável e resiliente que incentive a inovação;

Objetivo 11 - Tornar as cidades e os assentamentos humanos inclusivos, seguros, resilientes e sustentáveis - Este objetivo possui um item que trata da redução de mortes por catástrofes também relacionados à água como é o caso de secas extremas que afetam populações vulneráveis do semiárido brasileiro;

Objetivo 13 - Tomar medidas urgentes para combater a mudança climática e seus impactos- este objetivo inclui a adoção de medidas estratégicas para adaptação a riscos relacionados ao clima e às catástrofes naturais.

Indiretamente, outros objetivos traçados pela Agenda 2030 também podem ser alcançados a partir deste trabalho pelo fato de todos os objetivos estarem integrados e interdependentes entre si.

Uma justificativa técnica é que a instalação de UFVF pode representar uma alternativa de aumento do aproveitamento da capacidade de carga da subestação, da linha de transmissão (ROSA-CLOT; TINA; NIZETIC, 2017). Além disso, pode reduzir a evaporação de reservatórios (HASSAN et al., 2015; NAZIFIFARD; TAHERI; NAZIFIFARDARANI, 2017) em virtude da redução de incidência solar direta e da velocidade do vento sobre a superfície da água.

Da Silva & Branco (2018) tratam sobre os impactos ambientais nas fases de planejamento, construção, operação e descomissionamento das usinas fotovoltaicas flutuantes em comparação às convencionais. No estudo são considerados os impactos com o desflorestamento, intensificação do tráfego de máquinas, ruídos, consumo de água para limpeza dos painéis, uso de supressores químicos de poeira, impactos na fauna, poluição visual, geração de empregos e impactos positivos. A conclusão é de que o desflorestamento na instalação, a mortalidade de pássaros, a erosão, o escoamento superficial e as mudanças no microclima são fatores de maior intensidade nas usinas fotovoltaicas convencionais (DA SILVA; BRANCO, 2018). No caso da geração de resíduos e de empregos os dois sistemas, convencional e flutuante, são similares, sendo sujeitos à demanda de trabalhadores externos na fase de instalação podendo ocasionar em conflitos com a população local caso não seja planejada essa chegada de um contingente de pessoas (DA SILVA; BRANCO, 2018).

Durante a operação, a necessidade de água para a limpeza de painéis fotovoltaicos é mais intensa no caso das usinas fotovoltaicas convencionais, além disso, as UFVFs dispensam o uso de supressores químicos de poeira e herbicidas para limpeza da área do campo solar (DA SILVA; BRANCO, 2018).

Como as usinas fotovoltaicas flutuantes apresentam uma eficiência de geração de energia superior às usinas fotovoltaicas convencionais devido à troca de calor das células fotovoltaicas com a água do reservatório, a mesma capacidade instalada de uma UFVF corresponde a uma quantidade de CO₂ evitado maior do que a usina fotovoltaica sobre o solo (UFVS) (DA SILVA; BRANCO, 2018).

Para que investimentos em usinas fotovoltaicas flutuantes se mostrem viáveis economicamente, interessantes do ponto de vista de geração energética e uma alternativa para a redução da evaporação em açudes é imprescindível a realização de estudos sobre o potencial benefício que as UFVFs podem trazer principalmente para áreas do semiárido. Neste sentido, este trabalho tem a finalidade de contribuir como uma ferramenta de tomada de decisão no investimento em UFVF na região do semiárido brasileiro usando como estudo de caso, a bacia do Apodi-Mossoró no Rio Grande do Norte.

Planejadores, formuladores de políticas, profissionais de energia renovável e órgãos governamentais, assim como a comunidade acadêmica poderão encontrar neste trabalho ferramentas para melhor compreensão da tecnologia e aplicabilidade de sistemas fotovoltaicos flutuantes e sua capacidade de redução de evaporação e geração de eletricidade na área do semiárido brasileiro.

1.3 Objetivos

1.3.1 Geral

Verificar se as Usinas Fotovoltaicas Flutuantes representam uma alternativa técnica e economicamente viável para a geração de energia e redução da evaporação em açudes do semiárido, usando a bacia do Apodi-Mossoró, no Rio Grande do Norte, como estudo de caso.

1.3.2 Específicos

- Identificar na literatura, modelos que relacionem a taxa de evaporação com a cobertura da superfície de reservatórios e mecanismos de redução da evaporação;
- Caracterizar as UFVFs, destacando seus impactos sobre a taxa de evaporação de reservatórios e no ganho de geração elétrica comparada às usinas fotovoltaicas sobre o solo;
- Realizar o estudo de caso sobre redução de evaporação e geração de eletricidade nos açudes da Bacia Apodi-Mossoró, RN, propondo três cenários diferentes de cobertura das superfícies com UFVF; 1) área ocupada pelo volume morto dos açudes; 2) 50% das áreas dos açudes cobertas; 3) 70% das áreas dos açudes cobertas.
- Simular no *System Advisor Model (SAM)* a geração de energia e o custo da energia para uma UFVF de 1 MW e compará-la a geração e ao custo da energia de uma UFVS de mesma potência;
- Realizar o estudo de viabilidade econômica, calculando o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o *payback* de um projeto de 1 MW de uma UFVF em três cenários de cobrimento e para uma UFVS. Existem três tipos de *paybacks* considerados: energético; hídrico; e o *nexus*, que considera o fluxo de caixa da venda de energia somado ao custo evitado com alternativas de suprimento de água como caminhões-pipa, construção e manutenção de poços ou de sistemas de dessalinização.

1.4 Estrutura do Trabalho

O capítulo 1 apresenta um panorama da situação do semiárido, principalmente em relação à problemática relacionada à vulnerabilidade hídrica da região. A justificativa, o objetivo geral e os específicos desta tese são demonstrados neste capítulo.

O capítulo 2 apresenta o levantamento na literatura e a descrição dos principais mecanismos e tecnologias para redução da evaporação em reservatórios e corpos d'água utilizados no mundo. São apresentadas suas características e resultados quanto à efetividade e eficiência na redução da evaporação, além dos custos relacionados ao uso.

No capítulo 3 são destacados os tipos de sistemas fotovoltaicos flutuantes e plantas instaladas no mundo e suas localizações, descrevendo os equipamentos que os

compõem e características técnicas. Além disso, é realizada uma revisão da literatura que trata sobre os impactos da instalação das UFVFs na evaporação dos reservatórios, apontando os resultados obtidos experimentalmente nesses estudos que servem posteriormente, como *proxi* para a realização de uma análise de sensibilidade quanto à redução de evaporação em relação à cobertura da superfície dos açudes.

Ainda no capítulo 3 é realizada a revisão de trabalhos científicos que tratam da geração de energia obtida a partir da instalação de usinas fotovoltaicas flutuantes e seus respectivos aumentos de eficiência de geração quando comparados a sistemas instalados em terra.

No capítulo 4 é descrita a proposta metodológica descrevendo as características físicas, econômicas, sociais e climáticas do Rio Grande do Norte e mais especificamente da Bacia Apodi-Mossoró que está sendo utilizada como estudo de caso. Além disso, é apresentada a metodologia para a avaliação econômica da implantação da UFVF levando em conta os custos de uma usina solar flutuante, o custo de abastecimento de água com opções como caminhões-pipa, poços e sistemas de dessalinização na região e o custo de venda da energia gerada em usinas sobre o solo obtido a partir do leilão de energia.

O capítulo 5 apresenta os resultados obtidos em relação à previsão da redução de evaporação devido à implantação de UFVF nos açudes da bacia Apodi-Mossoró para os três cenários de cobertura da superfície d'água dos açudes. São apresentados também, os resultados de geração de energia a partir da modelagem das UFVFs para os três cenários. A avaliação econômica é apresentada apontando três possibilidades: considerando somente o fluxo de caixa obtido pela venda da energia gerada pela UFVF no leilão; considerando a água não evaporada nos açudes, em virtude da instalação das UFVFs, o custo evitado com a obtenção de água por caminhões-pipa, construção e manutenção de poços e por dessalinização por osmose reversa; e o último, resultante da soma dos dois casos anteriores, considerando o fluxo de caixa proveniente da energia da UFVF e do volume de água não evaporado. Também é realizada a comparação da viabilidade dessas UFVFs em relação ao fluxo de caixa de uma usina fotovoltaica sobre o solo (UFVS).

CAPÍTULO 2 - A EVAPORAÇÃO EM RESERVATÓRIOS

Com o aumento da população mundial a taxa de 1,2% ao ano, o mundo chegou a aproximadamente 7 bilhões de pessoas cuja demanda por água potável para os processos básicos vitais e produtivos nas indústrias e na agricultura vêm aumentando e causando estresse de corpos hídricos. Apesar de mais de 70% do planeta ser recoberto por água, 97,5% é salgada e se encontra nos mares e oceanos, 2,5% é água doce, mas em grande parte, encontrado em geleiras e áreas subterrâneas e somente 0,007% da água doce está acessível em lagos, rios e na atmosfera. A distribuição desta água doce no mundo é bastante desigual. Locais que possuem baixo acesso à água potável por habitante passaram a buscar alternativas para aumentar a disponibilidade e otimizar o uso deste recurso indispensável para a vida e para o desenvolvimento das atividades produtivas.

A água usada para abastecer as populações e processos produtivos costuma ser retirada de poços subterrâneos e corpos d'água expostos à atmosfera que por sua vez passam por processos de evaporação que podem representar anualmente mais de 40% da capacidade volumétrica do reservatório (HELFER, et al., 2012).

A evaporação em corpos d'água é um fenômeno físico no qual a água líquida na superfície muda seu estado para vapor. Esse fenômeno depende basicamente de variáveis meteorológicas como irradiação solar, temperatura do ar e da água, velocidade do vento, pressão atmosférica, umidade relativa (BRUTSAERT, 1982 apud CURTARELLI et al., 2013) e de variáveis físicas como a área da superfície exposta (MELVIN, 2015).

Quanto maior a irradiação solar, a temperatura, a velocidade do vento e a área exposta e quanto menor a umidade relativa do ar, maior a taxa de evaporação nos reservatórios. Outras variáveis que interferem na evaporação são: a profundidade do reservatório, ação de ondas, relevo nas margens, direção do vento, concentração de soluto, fugacidade e fluxo de ar ambiente (BIG DITCH, 2019).

Quanto maior a temperatura na água, maior a energia cinética das moléculas e maior a chance de romper as ligações intermoleculares, passando as moléculas da superfície da água para a atmosfera (MELVIN, 2015). Por isso, a taxa de evaporação é proporcional à temperatura da água.

O local escolhido para realização do estudo apresenta alta taxa de evaporação,

superior ao índice de pluviometria em muitas áreas da região, resultando em balanços hídricos negativos (INMET, 2018).

Sendo assim, a adoção de mecanismos para reduzir a evaporação nos reservatórios de água da região é de grande relevância social por poder proporcionar o aumento da segurança hídrica na região e de relevância econômica, pois reduz a dependência de fornecimento emergencial por caminhões-pipa que percorrem longas distâncias para levar a água e com isso, incorporam o custo do combustível ao preço final da água fornecida.

2.1 Mecanismos usados para evitar a evaporação em reservatórios

Os primeiros esforços com o objetivo de criar mecanismos para conter a evaporação foram observados a partir dos anos 1960, quando a tecnologia de filmes moleculares de monocamadas foi aplicada na superfície de reservatórios (YOUSSEF & KHODZINSKAYA, 2019). Desde então, barreiras físicas para redução da evaporação foram desenvolvidas como coberturas flutuantes e coberturas suspensas (ALVAREZ et al., 2006). Outra interessante técnica foi o uso da mistura térmica a partir de ar comprimido utilizada para reservatórios profundos (DIJK & VUUREN, 2012).

Diversas pesquisas em relação às tecnologias e mecanismos para a redução da evaporação em açudes vêm sendo realizadas para levantamento de suas eficiências e custos de implantação.

Hassan et al. (2015) reuniram em um artigo, as principais técnicas e tecnologias estudadas e usadas para a redução da evaporação em reservatórios. A seguir, estas técnicas e tecnologias são elucidadas e suas características e resultados descritos, segundo as pesquisas realizadas.

As técnicas propostas para mitigação da evaporação em reservatórios abertos incluem armazenamento em areia, gerenciamento de recarga de aquíferos (WIPPLINGER, 1958); monocamadas químicas (BARNES, 1986), aprofundamento do reservatório (PEREIRA et al., 2002), barreiras de vento com o cercamento do reservatório por árvores (HIPSEY, 2002), dispositivos modulares flutuantes (BURSTON, 2002; YAO et al., 2010) e cobertura contínua total do reservatório (HUNTER; FINN; BARNES, 2007).

Os sistemas comerciais aplicados em reservatórios na Austrália para a redução da evaporação em reservatórios são módulos flutuantes, folhas flutuantes de plástico, capas permeáveis suspensas (pano para sombreamento) e coberturas impermeáveis suspensas (YAO et al., 2010). A Figura 3 ilustra esses mecanismos comerciais que podem ser observados a seguir:



Figura 3: Métodos para reduzir a evaporação em reservatórios².

As coberturas flutuantes podem ser modulares e ou planas e, diferentemente das coberturas suspensas, utilizam a própria superfície da água como suporte, necessitando de um mecanismo de ancoragem quando usados em reservatórios de maior porte (YAO et al., 2010). Elas atuam refletindo parte da radiação solar incidente e atuam como barreiras físicas para a passagem do vapor de água, tanto na vertical como na horizontal

² (a) discos flutuantes em Victoria, Austrália (ASSOULINE; NARKIS; OR, 2011; BURSTON, 2002); (b) Bolhas flutuantes E-Ball® desenvolvidas pela Siemens Water Technologies; (c) E-VapCap envoltório (Evaporation Control Systems, 2006); (d) Cobertura suspensa permeável (pano de sombra) (Netpro Protective Canopies); (e) SuperSpan cobertura suspensa impermeável (HUNTER; FINN; BARNES, 2007) (f) Flutuantes com geração fotovoltaica da companhia Terra Moretti em Chengiou, Korean (ROSA-CLOT; TINA, 2017).

(YAO et al., 2010).

2.1.1 Coberturas Modulares Flutuantes

As coberturas modulares são unidades individuais que podem flutuar livremente ou serem fixas em algum ponto do reservatório (YOUSSEF; KHODZINSKAYA, 2019).

As bolas de sombra (*shade balls* ou *birds balls*) são esferas ocas de polipropileno de alta densidade com 4 polegadas e em média, 250 gramas, segundo a fabricante MICRODYNE PLASTICS INC. (2019). Elas se organizam de forma espalhada formando uma barreira à troca de calor com a atmosfera e à entrada de radiação solar direta, além de terem as vantagens de permitirem a navegabilidade nos lagos, se adaptarem aos diversos níveis do reservatório e reduzirem a evaporação em até 90%, segundo relata a empresa ECC LLC (2019). Além disso, apresentam facilidade de instalação, pois ao serem despejadas na água se distribuem e assumem o nível do líquido, não impedindo a passagem da água da chuva como as capas, apresentam baixa necessidade de manutenção e não necessitam redes para controle das mesmas, segundo a empresa ENQUIP (2019).

O primeiro local a instalar a tecnologia de *shade balls* foi o departamento de água e potência (LADWP) na Califórnia em 2011 com o objetivo de bloquear a radiação UV e prevenir a formação de algas, microorganismos patogênicos e carcinogênicos (YOUSSEF; KHODZINSKAYA, 2019).

Em um estudo realizado em Nehru na Índia, que avaliava a eficiência na redução da evaporação com a aplicação de *shade balls*, obteve como resultado o valor de 43 a 45% de redução da evaporação do reservatório (VASANTHA KUMAR et al., 2018).

A aplicação em 2015 de *shade balls* em um reservatório de Los Angeles (Elysian, Ivanhoe) levou a uma conservação de aproximadamente 1 milhão de metros cúbicos de água por ano a um custo de 34,5 milhões de dólares e vida-útil de 10 anos (HARTZELL, 2016). A redução de evaporação alcançada no reservatório em Los Angeles foi de 85 a 90%, com um cobrimento de um reservatório de 7,8 ha e seu custo unitário foi em média 36 centavos de dólar (DAIGNEAU, 2015). A Figura 4 a seguir mostra as *Shade Balls* cobrindo um reservatório.



Figura 4: Esferas de Polietileno de Alta densidade (ENQUIP, 2019).

A tecnologia Hex Dome é um exemplo de estrutura modular flutuante. É construído a partir de plástico reciclado resistente aos raios ultravioletas, possuindo a expectativa de vida-útil de 25 anos, podendo reduzir a evaporação em até 90% e apresentando custo de US\$ 4,50 a 8,00/ m² (BIG DITCH, 2019). A Figura 5 mostra como é a estrutura da tecnologia Hex Dome.



Figura 5: Estrutura da tecnologia Hex Dome (BIG DITCH, 2019).

A tecnologia modular flutuante é o Quit Evap que é estruturado sob a forma de folhas retangulares de polipropileno de 0,5 a 0,75 mm com flutuantes em poliestireno e fitas de velcro nas bordas para união entre as folhas de tamanho padronizado de 5 m de largura por 25 ou 30 m de comprimento. Sua eficiência na redução da evaporação é de 85 a 90% quando a cobertura é de 90 a 95% da área do reservatório, apresentando vida-útil de 5 a 10 anos e custo estimado em torno de US\$ 6 a 8,00/ m² (BIG DITCH, 2019).

A Figura 6 mostra a cobertura de um reservatório feita pela tecnologia Quit Evap.



Figura 6: Tecnologia Quit Evap cobrindo um reservatório (BIG DITCH, 2019).

Outra tecnologia flutuante modular é o Raftex que se trata de hexágonos construídos a partir de estruturas de aço galvanizado, espuma de poliestireno e filme de polietileno, pesando 16 kg e cobrindo 16 m² a unidade, apresentando espaços sobre eles para que haja aeração e espaço entre as unidades que permitem a entrada de chuva no reservatório (BIG DITCH, 2019). Esta tecnologia foi desenvolvida pela empresa australiana F Cubed Ltda, possui 10 anos de garantia e requer sistema de ancoragem das unidades flutuantes. A Figura 7 mostra os hexágonos dispostos sobre a água.



Figura 7: Tecnologia Raftex para cobrir reservatórios (BIG DITCH, 2019).

Os AquaCaps são estruturas flutuantes circulares de 1,15 m de diâmetro, 22 mm de espessura, pesando 3 kg cada uma (CLARKE, 2009) com um furo de 10 mm de diâmetro no centro que permite a equalização da pressão sobre e abaixo a tampa

originalmente produzidas pela empresa Nylex construídas em polipropileno (BALDWIN, 2010). Para cobrir uma área de 1 ha, são necessários 8.500 AquaCaps, reduzem a taxa de evaporação em 85% e o custo em 2010 estava em torno de US\$ 22 por unidade. (BALDWIN, 2010). A Figura 8 mostra a estrutura de um Evap e várias unidades em um reservatório.



Figura 8: Estrutura de um Evap (esquerda) (BALDWIN, 2010) e Evaps em um reservatório (direita) (ASSOULINE; NARKIS; OR, 2011).

Em um experimento realizado por Ruskowitz et al. (2014), três tecnologias de cobertura foram comparadas com o objetivo de avaliar a supressão da evaporação em relação à tecnologia e ao percentual de cobrimento do reservatório. Foram testadas as tecnologias de filmes contínuos, discos planos e semiesferas que cobriam 95%, 88%, 97% da superfície do reservatório, respectivamente, resultando na redução da evaporação em 40%, 47%, 54% para as três tecnologias e percentuais de cobertura, respectivamente (RUSKOWITZ et al., 2014).

As Usinas fotovoltaicas Flutuantes, objeto desta tese, são consideradas um tipo de cobertura modular e podem ser usadas com o intuito de redução da evaporação em reservatórios. O capítulo 3 desta tese, explica melhor sobre as características da tecnologia e seu potencial de redução de evaporação.

2.1.2 Coberturas Planas Flutuantes

Um tipo de cobertura flutuante plana é o E-Vap Cap constituído de uma membrana de polietileno com várias camadas de 540 microns a 1000 microns de

espessura, apresentando vida-útil superior a 10 anos para as membranas mais finas e 20 anos para as mais espessas e custo ao redor de US\$ 20 m⁻² (BIG DITCH, 2019). Este tipo de cobertura contínua pode reduzir a evaporação do reservatório em até 95% (CRAIG, 2005). A Figura 9 mostra um reservatório coberto por o E-vap Cap.



Figura 9: Reservatório coberto com a tecnologia E-vap Cap (BIG DITCH, 2019).

Outro tipo de cobertura flutuante plana é o Evap-Mat, produzido pela empresa DeVere Mining Technology Limited. Este é produzido a partir de malhas de aço inoxidável de 20 microns e folhas polietileno de alta densidade (PEAD) de 0,4 mm, sendo usado para cobrir apenas partes do reservatório por se tratar de um material impermeável. Esta tecnologia age refletindo a incidência de radiação solar e protegendo contra o vento, podendo reduzir a taxa de evaporação em até 90% dependendo do nível de água armazenado, sendo apropriada para reservatórios de até 2 km de largura, possui vida-útil de 30 anos e custo médio de US\$ 3,50 m⁻² (BIG DITCH, 2019). A Figura 10 mostra um reservatório com 90% de cobertura com Evap-Mat.



Figura 10: Tecnologia Evap-mat cobrindo um reservatório em 90% (BIG DITCH, 2019).

2.1.3 Coberturas Suspensas

As coberturas suspensas são estruturas horizontais que são elevadas sobre a superfície da água e suportadas externamente por cabos e postes de aço (YAO et al., 2010). O material de cobertura pode ser feito de telas porosas (HUNTER; FINN; BARNES, 2007) ou plástico impermeável (ALVAREZ et al., 2006). A cobertura reduz a evaporação bloqueando a radiação solar incidente sobre a superfície da água, reduzindo a entrada de energia térmica no reservatório, reduzindo assim, a temperatura da superfície da água e o potencial de evaporação (YAO et al., 2010). As coberturas também reduzem a ação do vento superficial, diminuindo o gradiente de pressão de vapor sobre a água, mantendo na superfície o vapor de água que seria substituído pelo ar seco, aumentando assim o nível de umidade (ALVAREZ et al., 2006; HUNTER; FINN; BARNES, 2007). São usadas geralmente para reservatórios com áreas menores que 10 hectares (YOUSSEF; KHODZINSKAYA, 2019).

Em um experimento realizado na Austrália com reservatórios de água bruta e água tratada com coberturas suspensas a céu aberto mostrou que a eficiência na redução da taxa de evaporação foi de 90% para os reservatórios completamente cobertos (HUNTER; FINN; BARNES, 2007). Outro experimento realizado na Espanha com tipos de cobertura mono e dupla camada e cores distintas chegou ao resultado que a

redução da evaporação foi de 50% para a cobertura aluminizada, e de 80% para a de polipropileno colorido (YOUSSEF; KHODZINSKAYA, 2019). Além disso, a cobertura suspensa apresenta vantagens como a redução do crescimento de algas, plantas aquáticas e microorganismos contaminantes nos reservatórios cobertos, o que levou à redução de gastos com tratamento com algicidas e com a manutenção (HUNTER; FINN; BARNES, 2007).

2.1.4 Barreiras Químicas

As barreiras químicas são monocamadas insolúveis ou pouco solúveis com cerca de 2 milionésimos de mm de espessura, que formam um filme invisível que reduz a evaporação por criar uma camada de álcool graxo com poros menores do que a molécula de H₂O reduzindo a evaporação devido à redução da tensão superficial da água e a superfície disponível em contato com o ar (BABU et al., 2010).

Esta tecnologia de monocamadas químicas começou a ser desenvolvida a partir de 1920 e os melhores resultados foram obtidos a partir da combinação do hexadecanol e do octadecanol (BABU et al., 2010). O primeiro experimento em campo ocorreu na década de 50, na Austrália, em que resultou na redução de 30% da evaporação (GUGLIOTTI; BAPTISTA; POLITI, 2005; HELFER; ZHANG; LEMCKERT, 2009).

Atualmente, existem produtos comerciais como o WaterSavr que é feito de hidróxido de cálcio e octadecanol e hexadecanol que tem a capacidade de reduzir a evaporação de 20 a 50%, podendo ficar de 48-72 horas ativo e sendo biodegradável, não causando impactos ambientais negativos (BABU et al., 2010; YOUSSEF; KHODZINSKAYA, 2019).

Outros produtos similares ao WaterSavr são o Aquatain e o Waterguard apresentados na Figura 11 como exemplos de líquidos formadores de barreiras químicas (BIG DITCH, 2019).



Figura 11: Produtos usados para criar barreiras químicas em reservatórios.

2.1.5 Armazenamento em Reservatórios Subterrâneos

Uma solução existente para a redução extremada evaporação é a adoção da tecnologia de armazenamento em tanques subterrâneos. Neste caso, obras civis e o posterior bombeamento da água são necessários para o uso o que implica em gastos adicionais com energia (BIG DITCH, 2019). A Figura 12 mostra esse tipo de solução técnica.



Figura 12: Armazenamento em tanques subterrâneos (BIG DITCH, 2019).

Outro método de redução da evaporação é o uso de armazenamento de água em reservatórios de areia (BIG DITCH, 2019; HASSAN et al., 2015; WIPPLINGER, 1958). Para que haja redução na taxa de evaporação, a água deve estar a um nível abaixo de 1 m da superfície da areia (WIPPLINGER, 1958). A principal limitação do uso deste método de mitigação da evaporação é o rendimento específico que nunca ultrapassa 47% (HASSAN et al., 2015).

2.1.6 Métodos de Cobertura Biológica

Existem métodos biológicos para reduzir a evaporação como uso de plantas aquáticas que segundo estudos realizados na Tailândia são capazes de reduzir em até 10% a evaporação do reservatório. No entanto, nem todas as plantas tem essa capacidade de reduzir a evaporação e algumas podem, pelo contrário, aumentar a taxa como mostrado em experimento com uso da alface-d'água no semiárido paraibano (MARINHO et al., 2015). Além disso, algumas plantas aquáticas podem afetar a qualidade da água e afetar a vida aquática (AL-HASSOUN; MOHAMMED; NURDIN, 2009). A Figura 13 ilustra a utilização de lírios flutuantes em um reservatório com o intuito de reduzir a evaporação.



Figura 13: Lírios flutuantes em um lago para redução da evaporação (EXTENSION, 2019).

CAPÍTULO 3 - USINAS FOTOVOLTAICAS FLUTUANTES

Este capítulo trata da composição básica das UFVFs, as características técnicas de vários modelos de usinas fotovoltaicas flutuantes espalhadas pelo mundo, o histórico de instalações, a capacidade global instalada, a localização das instalações, as empresas envolvidas com a instalação de UFVF, os impactos na evaporação dos reservatórios e na eficiência energética em comparação com UFVS.

3.1 Usinas fotovoltaicas flutuantes: características técnicas, tipos, e instalações pelo mundo.

As UFVFs possuem diversas vantagens em relação às plantas fotovoltaicas instaladas sobre o solo, dentre elas:

- Maior eficiência de geração das UFVFs em relação às plantas instaladas sobre o solo devido ao efeito de resfriamento dos módulos pela proximidade com a água; As plataformas flutuantes são projetadas para suportar estresse físico extremo, incluindo condições de tufão e tempestades.
- Promovem a redução da evaporação da água;
- Inibem o crescimento de algas ao sombrear a água (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016);
- Podem ser instaladas em qualquer corpo de água com luz solar abundante;
- As plataformas flutuantes são 100% recicláveis quando utilizam polietileno de alta densidade e resistem aos raios ultravioletas e à corrosão;
- Não necessita de preparação do solo como terraplanagem ou limpeza do terreno (CAZZANIGA et al., 2017);
- Não ocupa ou disputa áreas de terra com outras atividades (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016);
- É de implantação mais rápida que a feita em plantas sobre o solo.
- Pode ser usada em corpos d'água contaminados como minas desativadas que não poderiam desenvolver outra atividade econômica (POURAN, 2018);
- Pode ser instalada em reservatórios de hidrelétricas aproveitando a infraestrutura de transmissão já existente (TIANGCO, 2018a).

A opção da instalação da UFVF em detrimento à UFVS tem como uma

importante questão o uso da terra, que deixa livre a área para construção, agricultura, turismo e outras aplicações (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

Um estudo de Pimentel & Branco (2018) analisou os principais impactos ambientais de UFVF em comparação à UFVS. O trabalho destacou que na fase de construção as UFVFs apresentam menor impacto devido à menor necessidade de retirada da vegetação e que desta forma provocaria menor risco de erosão e lixiviação do solo (HERNANDEZ et al., 2014; LOVICH; ENNEN, 2011)

UFVFs podem ser instaladas em corpos d'água como oceanos, lagos, lagoas, reservatórios, lagoas de irrigação, estações de tratamento de águas residuais, vinícolas, fazendas de peixes, represas e canais etc (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

Segundo ROSA-CLOT; TINA, (2018b) uma UFVF necessita de seis características em sua constituição:

- Modularidade: os componentes flutuantes, geradores e elétricos devem ser modulares e permitir o acoplamento em terra próximo ao corpo d'água;
- Flexibilidade: A estrutura deve permitir o acoplamento de sistemas de resfriamento, rastreamento e possíveis espelhos refletores;
- Robustez: o sistema deve ser capaz de suportar o impacto das ondas e cargas de vento;
- Segurança: O sistema deve estar protegido contra choques elétricos permitindo que os operadores circulem pela planta para sua manutenção;
- Tamanho ideal: os flutuadores devem ter dimensões que otimizem o seu transporte e a montagem na água;
- Simplicidade: os flutuadores devem dispensar o uso de guindastes e equipamentos complexos para a sua movimentação.

Além dessas características, outras questões relacionadas às UFVF devem ser consideradas como:

- Material do flutuante: deve ser capaz de se adaptar a variações ambientais como a qualidade da água, profundidade, temperatura, correntes d'água, crescimento de algas e organismos vivos, oxigênio dissolvido (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).
- Custo: Os altos custos de instalação e manutenção são uma barreira à expansão das UFVFs (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016);

- **Durabilidade do sistema:** Por estarem continuamente próximos à água, os equipamentos que compõe o sistema devem suportar a alta humidade e serem resistentes à corrosão causada por condições ambientais adversas (SHARMA; MUNI; SEN, 2015);
- **Localização:** Há uma grande dificuldade ou incompatibilidade de instalação do sistema em áreas marítimas, pois as ondas afetam o posicionamento dos painéis fotovoltaicos (KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE, 2015).
- **Ancoramento:** As UFVFs diferem das UFVSs por necessitarem de um sistema de ancoragem que permita a fixação do ângulo da planta flutuante e ao mesmo tempo a movimentação do nível do reservatório e flexibilidade nas ondas sem perder o direcionamento de instalação.

A UFVF é constituída basicamente por uma estrutura de flutuadores, um sistema de amarração, sistema de geração fotovoltaico e estrutura de cabeamento para transportar a energia gerada para a subestação em terra (CHOI, 2014). A Figura 14 apresenta o esquema de uma UFVF de grande porte.

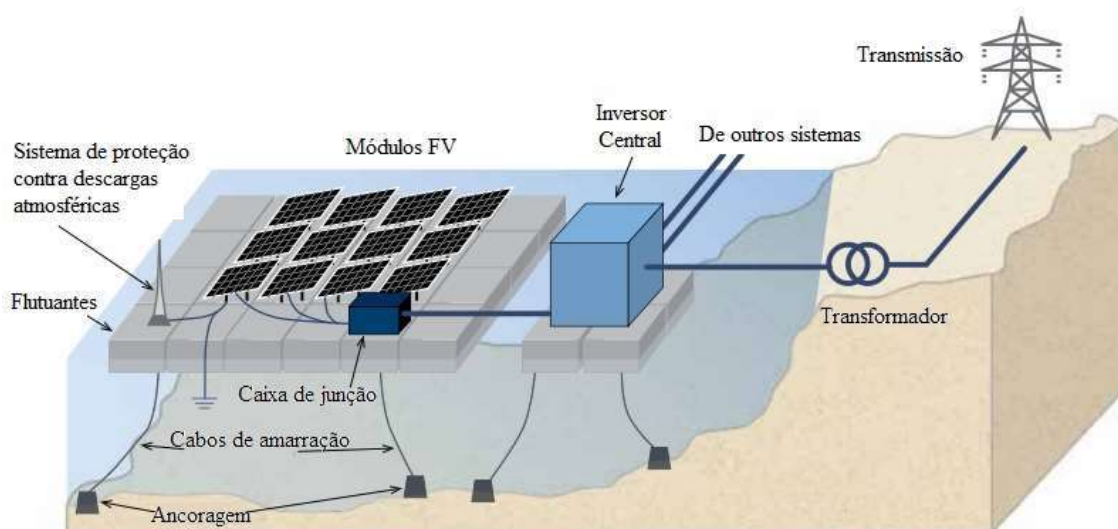


Figura 14: Esquema típico de uma UFVF de grande porte e seus componentes (WORLD BANK GROUP; ESMAP; SERIS, 2018).

A seguir, a explicação de cada componente do sistema fotovoltaico flutuante segundo Choi (2014).

- A plataforma flutuante (também chamada de píer) garante a flutuabilidade e estabilidade do sistema de geração de eletricidade (geralmente em PEAD). Os flutuantes possuem resistência à tração, não carecem de manutenção,

possuem resistência UV e possuem resistência à corrosão.

- A estrutura de suporte de painel fotovoltaico: deve ser capaz de suportar o peso dos painéis fotovoltaicos e de transmitir as forças produzidas pelo vento entre os píeres e daí para o sistema de ancoragem no perímetro.
- Os acoplamentos articulados de metal entre os píeres (correntes de metal ou cabos que ligam os píeres em conjunto, permitindo deslocamentos verticais e horizontais, bem como giros) para que o flutuador seja capaz de se adaptar aos perfis irregulares da superfície do reservatório.
- Os acoplamentos flexíveis são de borracha ou outros materiais flexíveis são limitados a um deslocamento máximo e permitem que os píeres possam se mover um em relação aos outros, de modo que o sistema possa adaptar-se a diferentes níveis de água do reservatório.
- As cordas ou cabos náuticos de poliéster e nylon são usados para amarrar a estrutura de módulos pela parte mais externa às bordas ou ao fundo do reservatório.
- O sistema de ancoragem rígida (estacas de concreto armado que resistem a forças laterais utilizando a pressão passiva do solo circundante), ancora a plataforma flutuante e transmite horizontalmente as forças para as bordas do reservatório ou para o fundo.

As principais questões a serem observadas nos modelos de UFVF são relativas aos esforços na estrutura decorrentes de ondas na superfície da água e devido ao vento, podendo causar deformações e quebras das estruturas de sustentação, além disso, a necessidade de um sistema eficiente de ancoramento é relevante (CAZZANIGA et al., 2017).

Diversos modelos foram construídos ao redor do mundo para a realização de testes e pesquisas ou para fins comerciais. A seguir são apresentados alguns modelos mais comuns de UFVF instaladas.

Os modelos de usinas fotovoltaicas flutuantes podem vir acopladas a sistemas de refrigeração, rastreamento e/ou concentração (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016). Um sistema de resfriamento por “véu de água” (*Water Veil Cooling – WVC*) consiste em bombear água para a superfície do módulo aumentando a eficiência em função da redução de temperatura, mas também por reduzir a reflexão dos raios solares

provocando um aumento de 2% em situação de incidência solar perpendicular até 6% para ângulos menores que 30° (CAZZANIGA et al., 2017). Uma foto de uma planta experimental em Pisa na Itália está exposta na Figura 15.



Figura 15: Sistema experimental de refrigeração de painéis fotovoltaicos em Pisa (CAZZANIGA et al., 2017).

No entanto, o consumo de água para esse tipo de sistema é alto; cada módulo necessitaria a aspersão de 1 a 2 litros/minuto, ou seja, 100 m³ resfriaria 1000 módulos por 1 hora representando um ganho de eficiência de 10 a 15% na geração atuando apenas em dias ensolarados e consumindo apenas 0,25% da energia para bombeamento (CAZZANIGA et al., 2017).

O sistema de rastreamento (*tracking*) para sistemas flutuantes devem levar em conta o impacto na estabilidade de flutuação do sistema como um todo (CAZZANIGA et al., 2017). Diversos sistemas de rastreamento, específicos para UFVF, vem sendo propostos (TINA; ROSA CLOT; ROSA CLOT, 2011) e patenteados (ROSA CLOT; CLOT; CARRARA, 2011), com suas estruturas circulares (lembrando carrossel) e utilizando sensores solares (FRAAS et al., 2010). A Figura 16 ilustra um sistema de rastreamento específico para UFVFs.

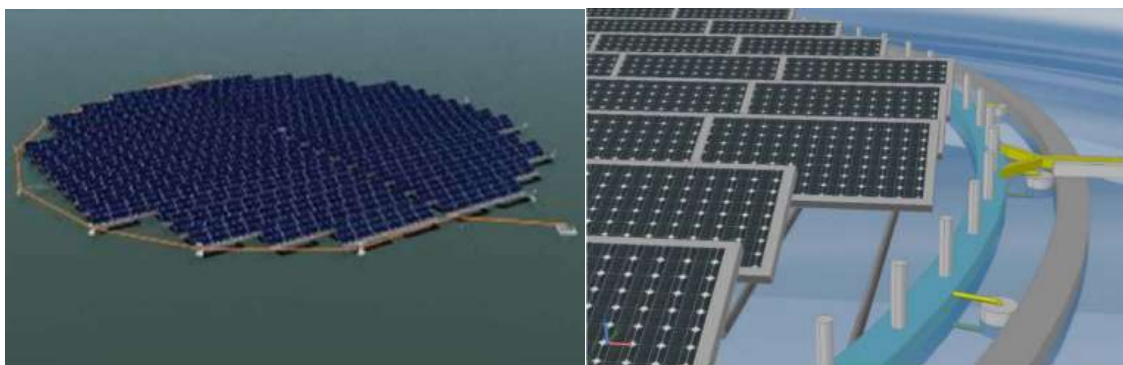


Figura 16: UFVF com sistema de rastreamento (CAZZANIGA et al., 2017).

O sistema de rastreamento para UFVF acima é composto por uma roda de metal submersa com diâmetro de 2,5 m, um tanque vazio para levar a roda metálica à superfície; roldanas presas à plataforma superior que permitem o deslizamento; três pontos de ancoramento para fixar a estrutura em um local e; um motor elétrico para girar a plataforma sobre o anel metálico (CAZZANIGA et al., 2017).

Outro sistema de rastreamento utiliza orientação eletrônica para captar a posição do sol em relação à plataforma, identificando a zona de máxima radiação e acionando motores propulsores elétricos externos que giram a plataforma que é mantida no mesmo eixo devido à uma corrente fixada a um bloco de concreto e um segundo poste de amarração que limita o ângulo de rotação (CAZZANIGA et al., 2017). A Figura 17 apresenta este sistema de rastreamento com propulsores.

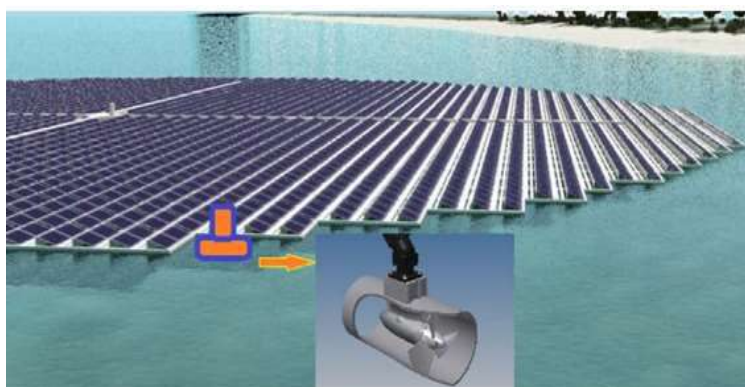


Figura 17: Sistema de rastreamento para UFVF com propulsores (CAZZANIGA et al., 2017).

Um exemplo de planta solar flutuante com este sistema de rastreamento em teste é a das plantas piloto de Pisa e Suvereto na Itália. O estudo experimental comparado a simulação no PVSyst destas plantas-piloto mostrou que os sistemas de resfriamento e rastreamento juntos podem representar um ganho de 30% na geração de energia elétrica do sistema (CAZZANIGA et al., 2017).

Modelo da planta piloto de Colignola

Este modelo em “V” construído em Colignola, na Itália, utiliza sistemas de refrigeração, rastreamento e concentração todos reunidos na mesma planta (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016). A Figura 18 mostra uma fotografia da planta instalada e a Figura 19 mostra o conceito de reflexão e concentração da radiação solar (a) e como é o conjunto da usina solar flutuante no modelo *Floating Tracker Cooling Concentrator* (FTCC).



Figura 18: Modelo Italiano da *Science Industry Technology* (SIT) denominado *Floating Tracker Cooling Concentrator* (FTCC) (ROSA-CLOT; TINA, 2018c).

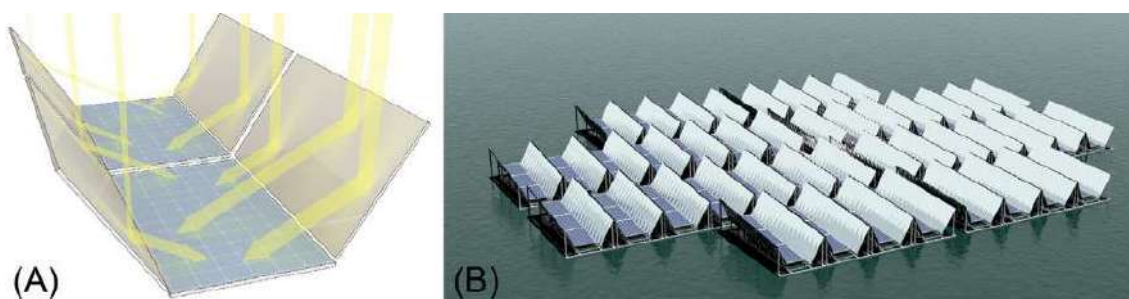


Figura 19: Esquema dos módulos com refletores óticos (A) e conceito da UFVF com concentradores (B) (ROSA-CLOT; TINA, 2018c).

Este modelo de usina solar flutuante com FTCC usa os refletores para aumentar a eficiência de geração e água para refrigerar os painéis podendo representar 20% de redução nos custos em relação ao sistema convencional sobre o solo, segundo relata

pesquisa da *Science Industry Technology (SIT)* em parceria com a *Ciel et Terre* (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

A primeira planta usando estruturas modulares em aço galvanizado sustentadas por tubos de polietileno foi construída em 2011, em Suvereto – (Livorno, Itália), com 200 kWp e ocupa 4600 m², apresentando sistema de rastreamento de raios solares (*tracking*) (CAZZANIGA et al., 2017).

O princípio de acoplar refletores aos módulos fotovoltaicos em usinas sobre o solo provoca o aumento da temperatura da célula para aproximadamente 80°C, tornando obrigatório o uso de resfriadores no sistema (ROSA-CLOT; TINA, 2018c). No entanto, o problema da temperatura é amenizado em UFVF pela proximidade com a água.

Baseado em um conceito similar ao instalado em Suvereto, foi proposto um modelo na Coreia em 2012 pela empresa Techwin e mais tarde, outro modelo apresentado pela Korea Water (LEE; JOO; YOON, 2014) como mostra a Figura 20.

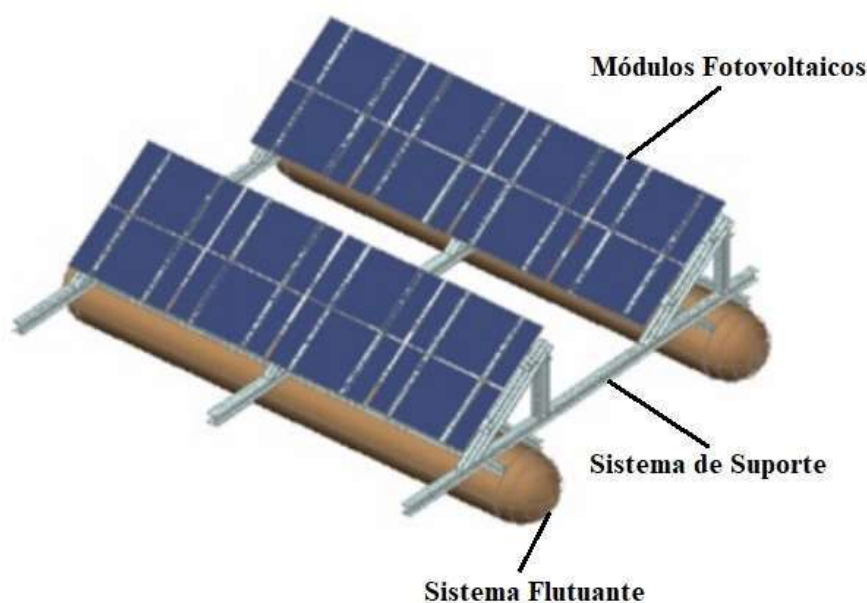


Figura 20: Modelo Coreano do sistema solar flutuante (LEE; JOO; YOON, 2014).

No modelo desenvolvido pela *Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS)* em parceria com a empresa Upsolar, a estrutura também é em aço galvanizado e flutuadores de tubos de polipropileno, aguentam ventos de até 140 km/h e apresentam 12 m por balsa, cabendo de 6 a 12 módulos dependendo do tamanho e espaçamento entre os mesmos (CAZZANIGA et al., 2017). A Figura 21 apresenta o protótipo em teste em Singapura.



Figura 21: Modelo Upsolar com SERIS instalado na bacia de Tiengheh em Singapura (CAZZANIGA et al., 2017).

Este modelo instalado em Singapura custou 700 US\$/kWp para as partes de geração elétrica e 900 US\$/kWp para a estrutura de fixação dos módulos e flutuantes (CAZZANIGA et al., 2017).

Já o conceito do modelo da Figura 22 é construído de forma que os módulos são instalados sobre um único tubo flutuante e ligando as fileiras, há pneus usados.

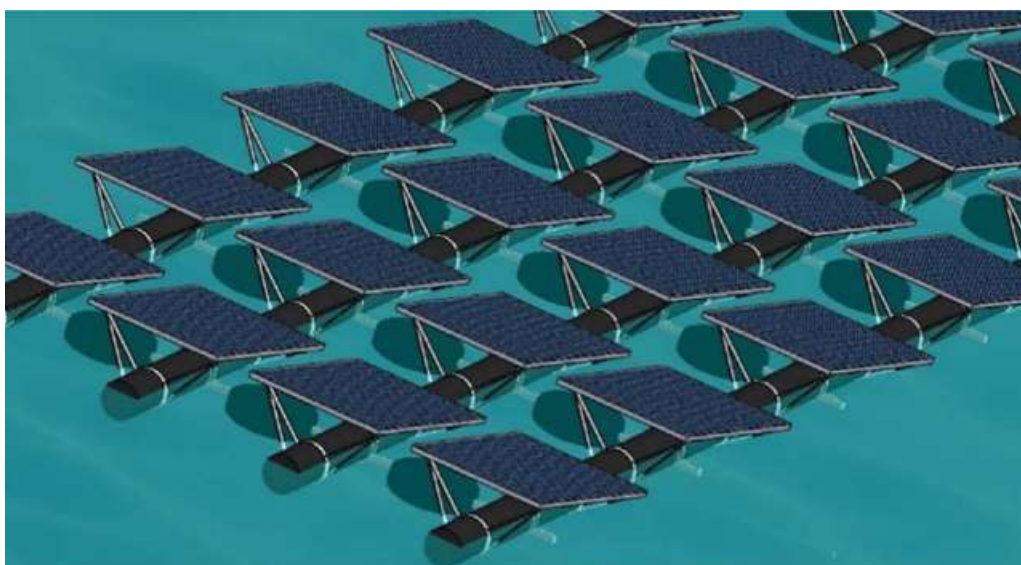


Figura 22: Conceito de UFVF sobre tubos e pneus (CAZZANIGA et al., 2017).

A utilização desta solução com pneus reduz o custo com o material empregado na UFVF, além de ser favorável ambientalmente, considerando a reciclagem de pneus e tem excelentes propriedades de flexibilidade e resistência (CAZZANIGA et al., 2017).

Conceito SUNdy do Det Norske Veritas KEMA

Inspirado em uma teia de aranha, o modelo SUNdy para UFVF consiste em uma forma hexagonal, em que filmes finos fotovoltaicos são aderidos a uma espuma flexível flutuante, possuindo passarelas de manutenção do centro às bordas e conectores elétricos nas bordas que levam a energia gerada a um transformador central (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016). A UFVF SUNdy utiliza módulos de filme fino de 560 W cada, totalizando 4200 unidades que totalizam 2 MW de potência em cada ilha, apresentando microinversores, permitindo interconexão entre as ilhas que são conectados a um transformador central de 480/34,5 kV (DNV KEMA, 2019).

Mais leves e flexíveis que módulos convencionais permitem ondular quando instaladas no mar em águas que variam de 20 a 100 m de profundidade e no máximo a 8 km da costa longe de rotas de navegação (DNV KEMA, 2019). A Figura 23 apresenta o modelo conceitual SUNdy da UFVF.

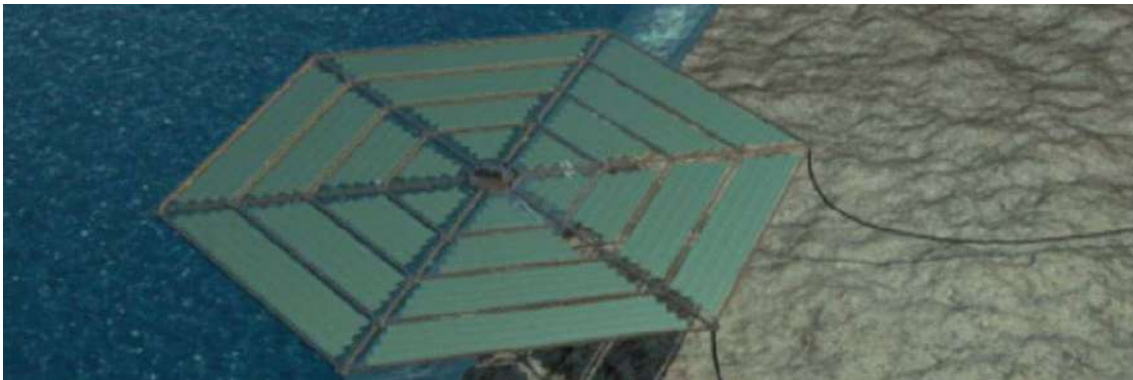


Figura 23: Conceito SUNdy para UFVF (DNV KEMA, 2019).

Painéis fotovoltaicos submersos – Infratech Industries Inc.

Neste caso, as células fotovoltaicas ficam submersas, reduzindo ainda mais a temperatura de funcionamento do sistema. A Figura 24 ilustra o modelo Australiano da Infratech Industries Inc.

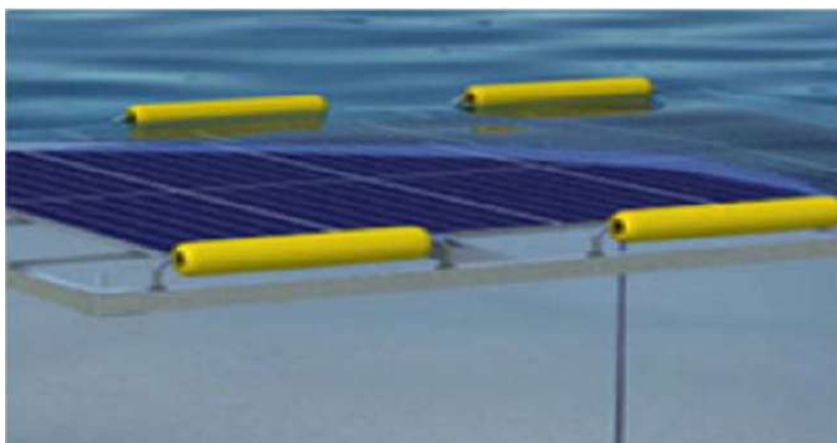


Figura 24: Modelo de sistema fotovoltaico submerso da Infratec Industries Inc. da Austrália (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

Este tipo de proposta de tecnologia apresenta custos 20% menores que as UFVVs (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

Modelo Hydrelío da Ciel et Terre

O modelo francês da Ciel & Terre, criado em 2011, que aparece na Figura 25, foi o primeiro modelo industrializado de flutuantes direcionados para a produção de energia, apresentando resistência a ventos de até 210 km/h, material que não degrada a qualidade do corpo d'água onde é instalado, resistência UV por mais de 20 anos e sendo de fácil acesso e manutenção para operadores (CIEL & TERRE, 2019).

- 1) Estrutura principal de suporte do módulo fotovoltaico
- 2) Flutuante secundário para manutenção e flutuabilidade
- 3) Conexão entre flutuantes
- 4) Trilho de fixação do módulo ao flutuante
- 5) Módulo de 60 ou 72 células

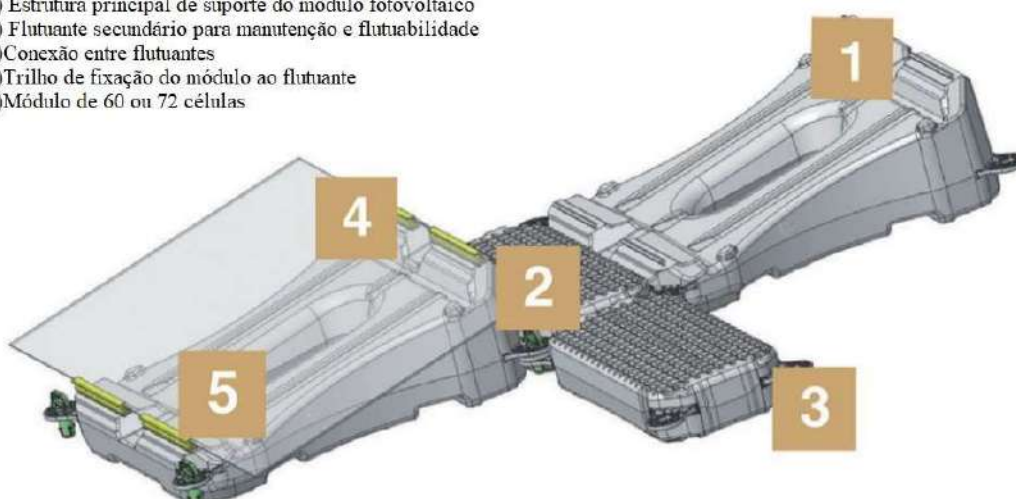


Figura 25: Modelo de sistema FV flutuante Ciel & Terre (CIEL & TERRE, 2019).

A este modelo de flutuante foi atribuído o nome de Hydrelío e seu material é inteiramente construído em polipropileno, incluindo os parafusos de conexão, cabendo apenas um módulo fotovoltaico por flutuador, tornando o seu transporte realizável por

caminhões comuns (CAZZANIGA et al., 2017). Os flutuadores podem ser conectados a passarelas, também em polietileno, com a finalidade de realização de inspeções de manutenção e permitindo a instalação de sistemas de rastreamento e de resfriamento.

A Figura 26 mostra este modelo aplicado sendo utilizado numa planta na Indonésia, a seguir:



Figura 26: Tipo mais comum de flutuantes usados no mundo para UFVF – Modelo Ciel et Terre.

Um modelo de sistema solar flutuante foi proposto por (KIM; YOON; CHOI, 2017) e está exposto na Figura 27. A instalação de 1 MW desse sistema solar flutuante é composto por 105 unidades estruturais. Uma unidade estrutural flutuante ocupa 12,5 m por 11,5 m, ou seja, 143,75 m², sendo composta por 33 módulos de 300 Wp de dimensões 1966 mm por 1000 mm (KIM; YOON; CHOI, 2017).

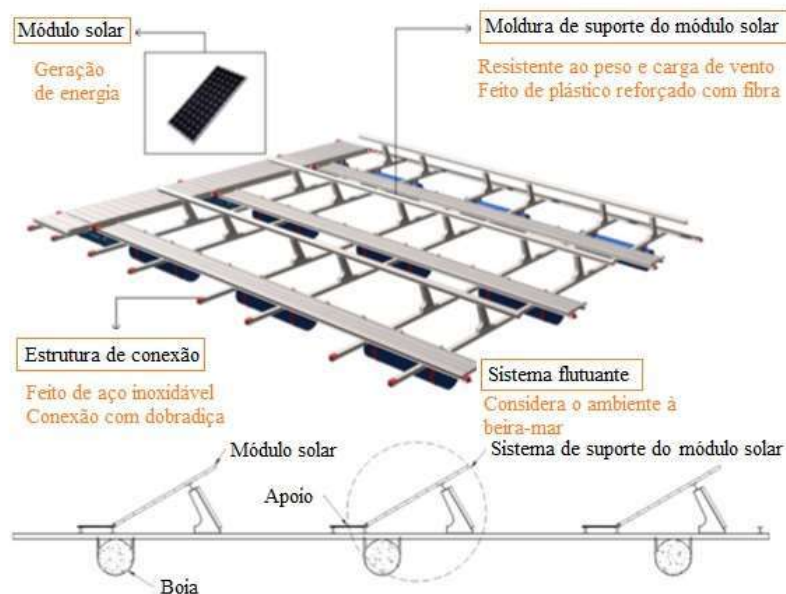


Figura 27: Estrutura unitária do sistema solar flutuante proposto (YOON, 2013).

O material empregado na estrutura flutuante é plástico pultrudado. A área ocupada por 1 MW deste sistema solar flutuante equivale a 15.093,75 m² ou aproximadamente, 1,5 ha (YOON, 2013).

Na Figura 28, mais uma concepção do mesmo projeto coreano de UFVF.

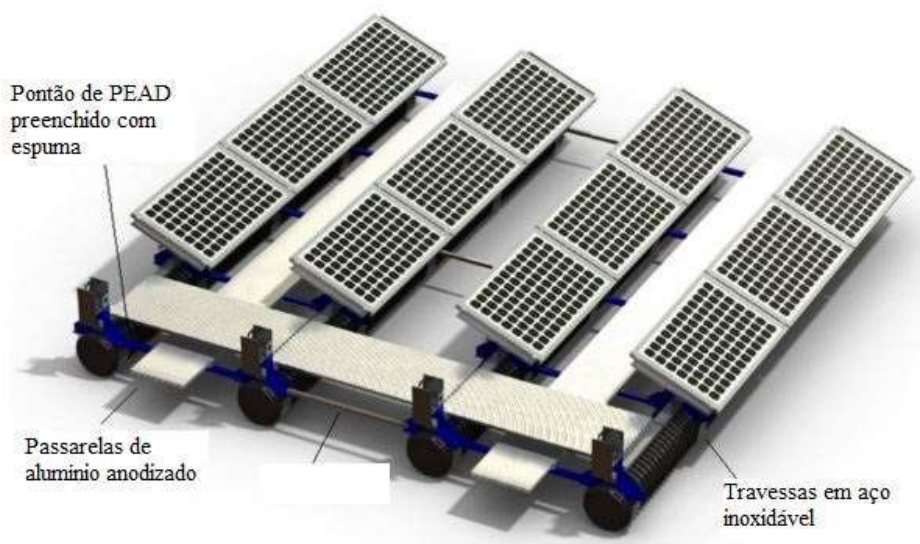


Figura 28: Modelo de Usina solar flutuante desenvolvido na Coreia (TRAPANI; SANTAFÉ, 2015)

As usinas fotovoltaicas sobre o solo tem se aprimorado nos últimos 20 anos, aumentando a sua eficiência por área instalada, desenvolvimento e implantação de *trackers* (rastreadores) nas usinas, melhoria da eficiência de equipamentos da eletrônica

de potência como inversores, o levou a um desenvolvimento e maturidade tecnológica. No entanto, os sistemas fotovoltaicos flutuantes são um conceito recente de aplicação e apresentam novos desafios tecnológicos relacionados aos flutuantes adequados e sistemas de ancoragem e fixação das plantas.

A principal diferença estrutural entre a UFVF e a UFVS é o sistema de flutuantes, ancoragem e amarração existente na primeira. O sistema de fixação do sistema flutuante, de acordo com a *Ciel et Terre* (2019) é composto basicamente por:

- Barras de alumínio fixadas nos flutuadores permitindo a amarração da ilha flutuante e espalhar a carga pelas duas extremidades de conexão dos flutuantes;
- Cabos para ligar as barras às âncoras, dimensionados conforme a variação do nível da água;
- Correntes na extremidade dos cabos para ajustar o comprimento;
- Âncoras para atracar a ilha na parte inferior ou nas margens de forma a suportar cargas de vento e reduzir os movimentos da ilha na superfície da água;
- Manilhas para conectar cada componente: âncora ao cabo, cabo à corrente, corrente à barra de alumínio.

O sistema de ancoragem da Ciel et Terre suporta até 30 m de variação de nível e já foi testado para fixar sistemas a uma profundidade de até 80 m (CIEL ET TERRE, 2019).

Um sistema de ancoramento usado em *piers* que agora está sendo usado para UFVF é o *Hazelett Marine* muito similar ao usado pela *Ciel et Terre*. Segundo o fabricante, a duração do sistema de ancoragem chega a 20 anos e possui baixa necessidade de manutenção, utilizando-se de correntes para fixação no sistema flutuante, cabos, hastes flexíveis e poitas de concreto ou estacas, segundo a empresa (PIONEER MOORING, 2019a). A Figura 29 mostra o conceito desse sistema de ancoragem.

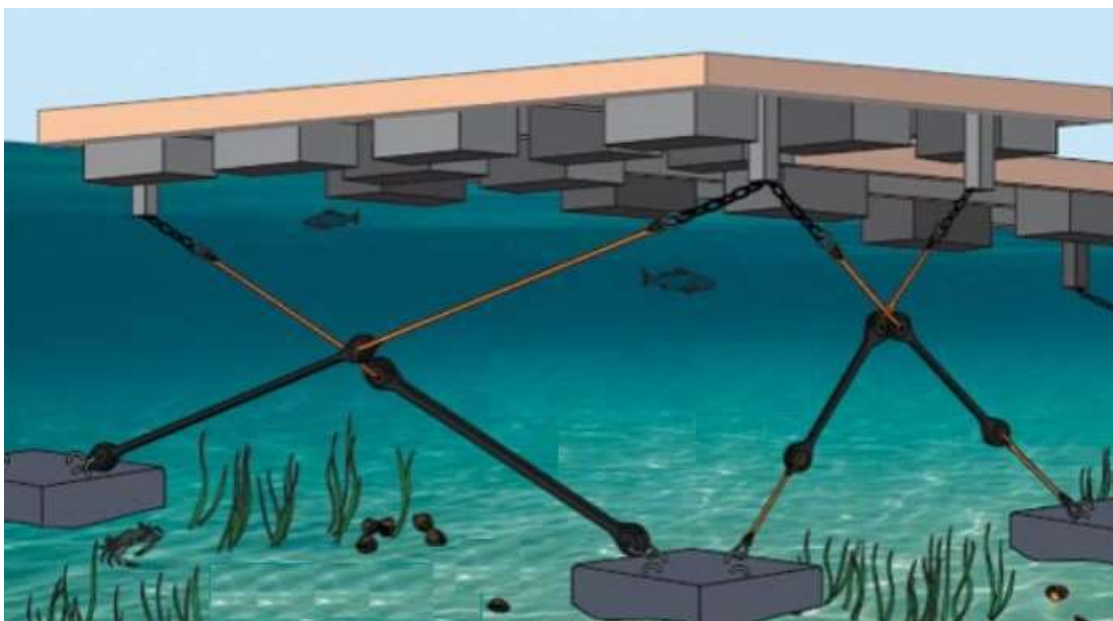


Figura 29: Conceito de sistema de ancoramento da UFVF proposto pela PIONEER MOORING (2019).

Outra tecnologia de ancoramento proposta é da *Seaflex* que foi desenvolvida desde 1981 e é aplicado hoje em UFVF. Segundo a fabricante, esta tecnologia resiste a mais de 30 anos e permite variações de nível do reservatório superiores a 50 metros, sendo composto por cabos em poliéster, estacas de concreto, aço inoxidável e arruelas de borracha de forma a apresentar um sistema elástico (SEAFLEX, 2019). O esquema do sistema de ancoramento da *Seaflex* está exposto na Figura 30:

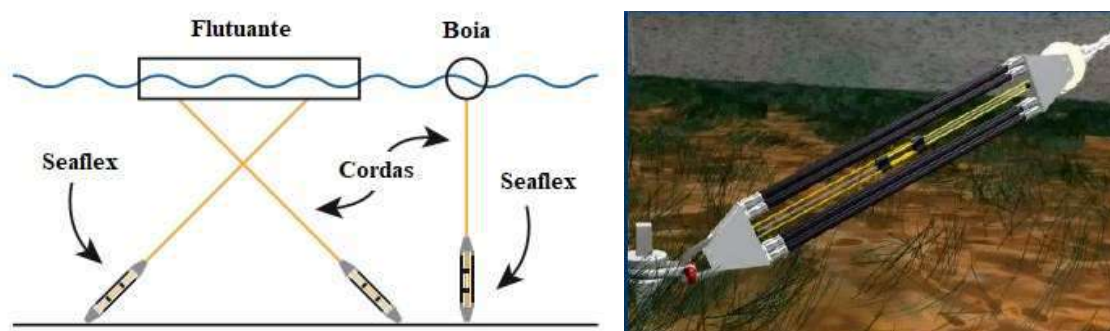


Figura 30: Esquema do sistema de ancoragem e fixação da UFVF à esquerda (BYLANDER, 2018) e detalhamento do sistema flexível de tensionamento da *Seaflex* (SEAFLEX, 2019).

Já o modelo do sistema de ancoramento da SUNGROW é aparentemente mais simples, com cabeamento e estacas rígidas no solo. Segundo a fabricante o sistema suporta 25 m de variação do nível d'água e pode ser instalado até a uma profundidade de 150 m (SUNGROW, 2019). A Figura 31 ilustra o modelo Sungrow de ancoragem.

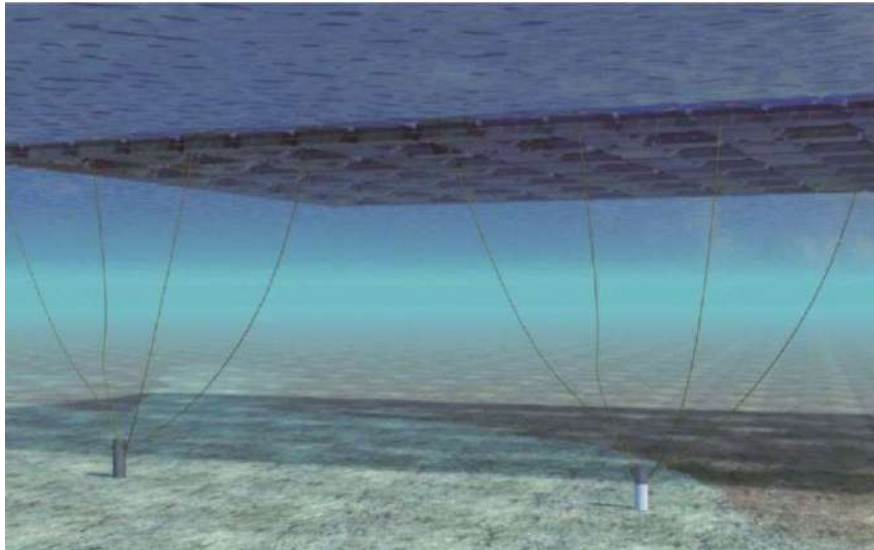


Figura 31: Conceito Sungrow de ancoragem de UFVF (SUNGROW, 2019).

A primeira planta fotovoltaica flutuante surgiu em Aichi, no Japão, no ano de 2007 e logo outras plantas para a realização de testes e pesquisas foram sendo construídas na França, Itália, República da Coreia, Espanha e nos Estados Unidos (WORLD BANK GROUP; ESMAP; SERIS, 2018). A primeira UFVF que entrou em operação comercial foi na vinícola de Far Niente, na Califórnia em 2008 e até 2014 outras 22 usinas fotovoltaicas flutuantes ao redor do mundo foram construídas com capacidade entre 0,5 e 1157 kW (LIU et al., 2017a). A Figura 32 ilustra o histórico de UFVF que foram construídas de 2008 a 2014.

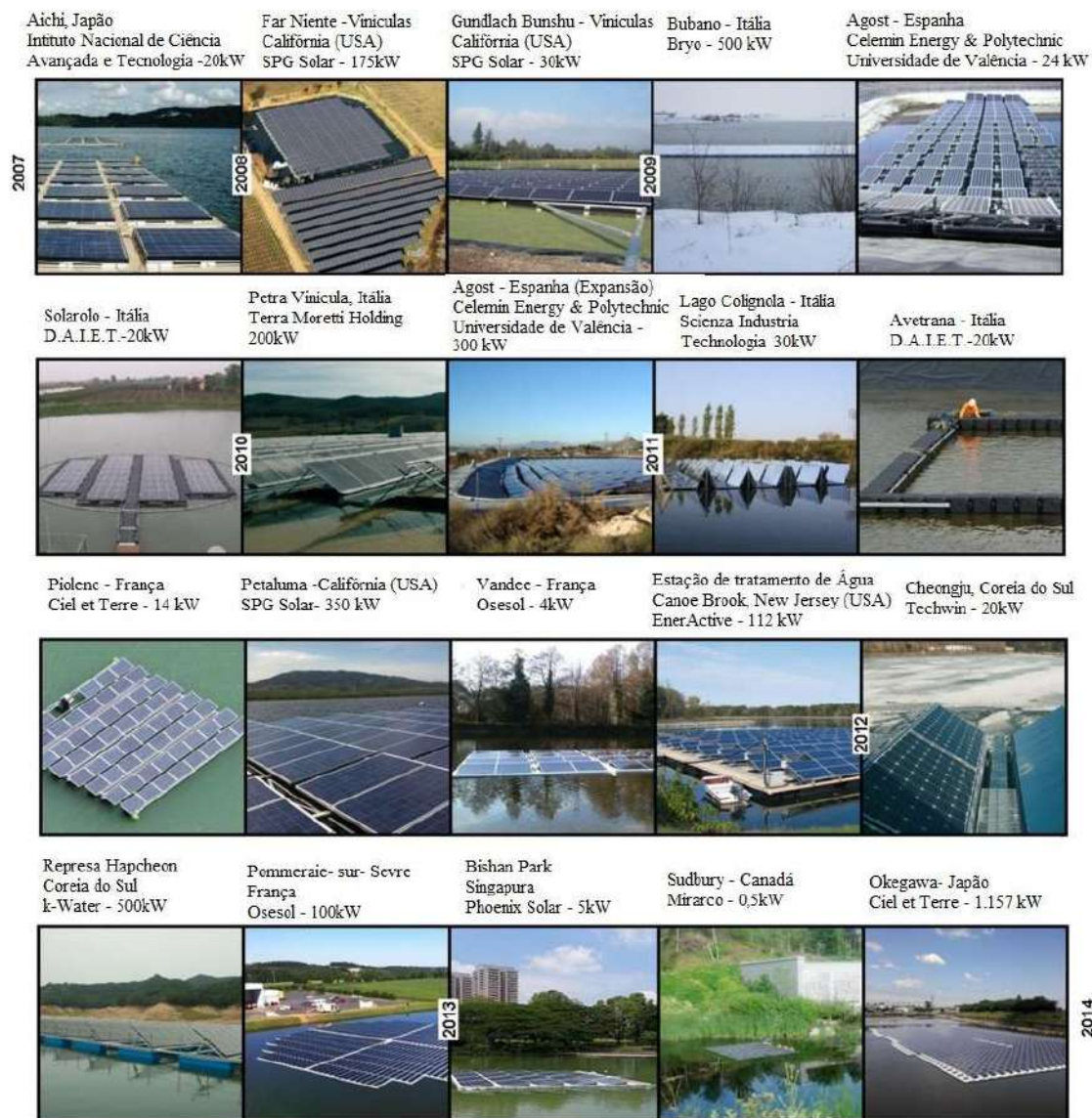


Figura 32: Histórico de UFVF pelo mundo de 2007 a 2014 (TRAPANI; SANTAFÉ, 2015)

A partir de 2014, a capacidade instalada de UFVF sofreu um aumento significativo como mostra a Figura 33 a seguir:

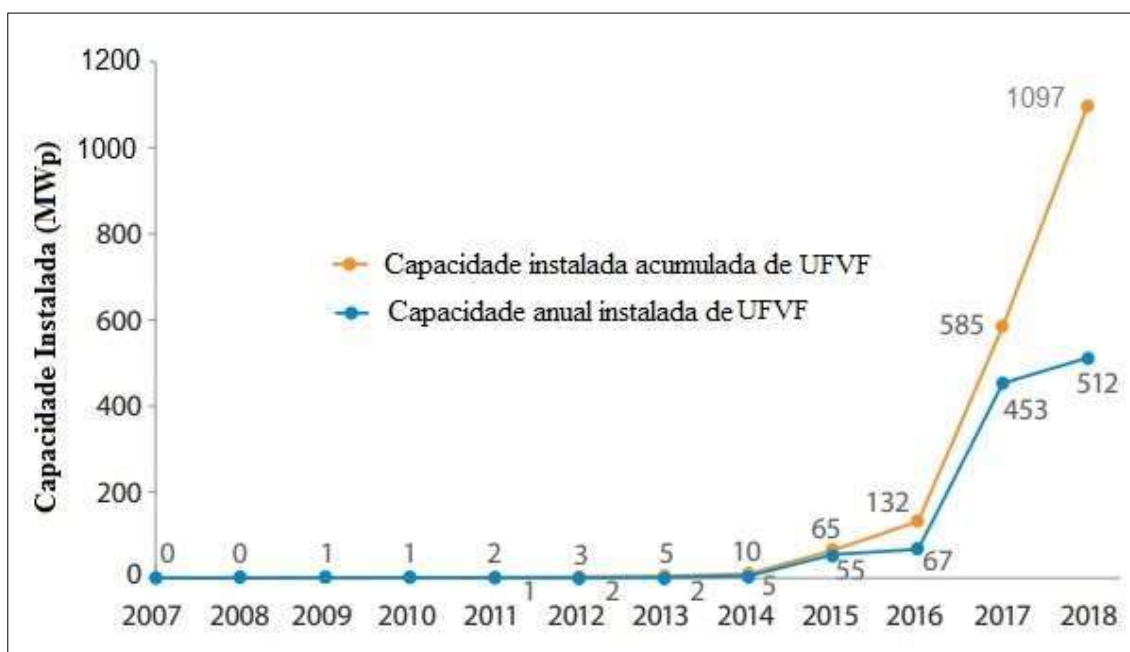


Figura 33: Capacidade Global Instalada de UFVF em MW (WORLD BANK GROUP; ESMAP; SERIS, 2018).

Em 2017, a capacidade instalada das 70 maiores UFVF do mundo estava em aproximadamente 198 MW, sendo a maior delas, uma planta de 40 MW instalada em uma mina de carvão desativada na China (MESBAHI; MINAMINO, 2018). Diversos países no sudeste asiático, Europa, América vêm instalando UFVF, no entanto, o país com maior concentração de plantas instaladas é o Japão com 80% da capacidade em 2017 (MESBAHI; MINAMINO, 2018).

Os primeiros países a instalarem UFVF foram o Japão, Coréia do Sul e os Estados Unidos, depois o mercado de UFVF se expandiu para a China (agora o maior instalador) e outros países como Austrália, Brasil, Canadá, França, Índia, Indonésia, Israel, Itália, Malásia, Maldivas, Holanda, Noruega, Panamá, Portugal, Cingapura, Espanha, Suécia, Sri Lanka, Suíça, Taiwan, Tailândia, Tunísia, Turquia, Reino Unido e Vietnã (WORLD BANK GROUP; ESMAP; SERIS, 2018).

Outros projetos desenvolvidos no Afeganistão, Azerbaijão, Colômbia, Gana e República do Quirguistão, entre outros países que viram na UFVF vantagens para a expansão da capacidade energética instalada (WORLD BANK GROUP; ESMAP; SERIS, 2018).

Atualmente, os 200 maiores projetos de UFVF estão espalhados pelo mundo como mostra a Figura 34.



Figura 34: Localização e capacidade instalada das 200 maiores UFVF do mundo (SOLAR PLAZA, 2019).

A maior UFVF que entrou em operação em 2019, é localizada em Huainan, na China, e possui 70 MW de potência instalada (SOLAR PLAZA, 2019). A Índia planeja instalar um sistema fotovoltaicos flutuantes de 50 MW que custará entre 64 e 72 milhões de dólares (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

As cinco empresas que mais instalam projetos e com a maior capacidade instalada estão na Figura 35.

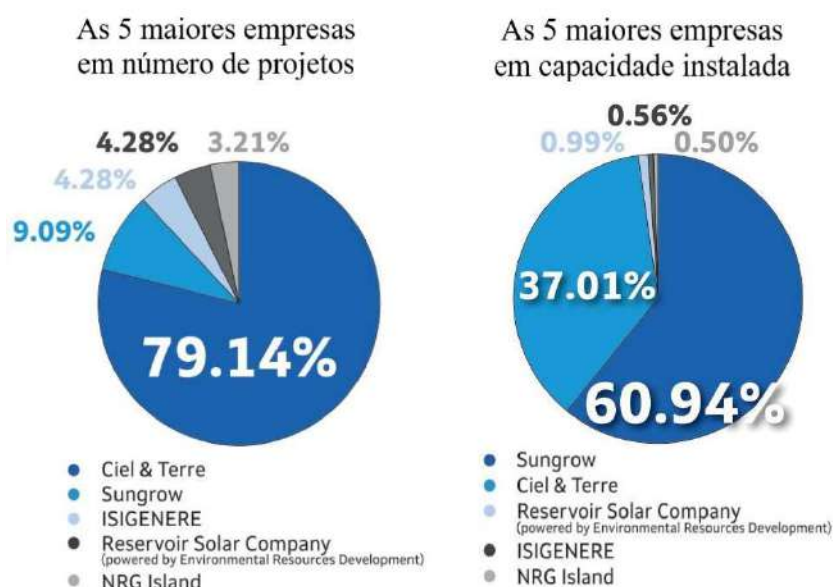


Figura 35: Maiores empresas de instalação de UFVF no mundo (SOLAR PLAZA, 2019).

Os países que detêm as 100 maiores plantas fotovoltaicas flutuantes do mundo com suas respectivas capacidades instaladas em kWp estão apresentados na Figura 36

abaixo:

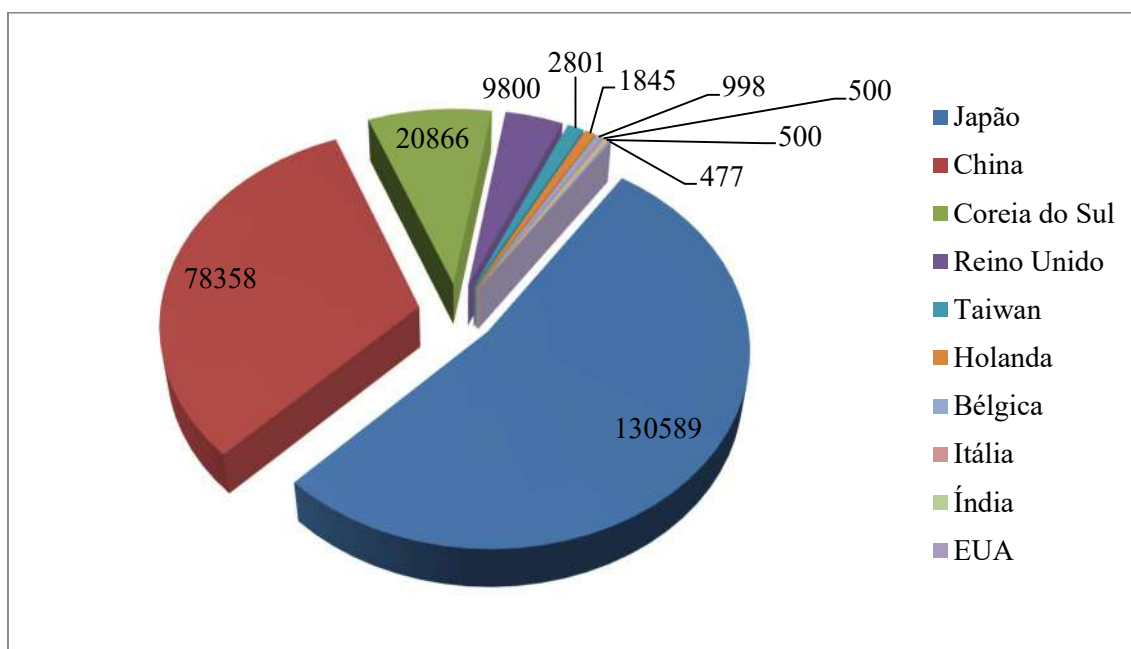


Figura 36: Capacidade instalada das 100 maiores plantas fotovoltaicas no mundo e seus respectivos países (kWp) (SOLAR ASSET MANAGEMENT, 2019).

Queen Elizabeth II é atualmente a maior planta solar flutuante da Europa e 8ª maior planta do mundo (SOLAR ASSET MANAGEMENT, 2019). A UFVF foi construída em 2016 sobre um reservatório de abastecimento do Reino Unido possuindo 23.046 módulos de silício monocristalino de 275 kWp cada, de capacidade total de 6,33 MWp, ocupando 57.500 m² (6% da superfície total do reservatório) e com uma geração anual estimada em 5.800 MWh (HARTZELL, 2016). O custo da UFVF Queen Elizabeth II foi de 6 milhões de Libras (HARVEY, 2016) o que seria o equivalente a aproximadamente 31,2 milhões de Reais (1 Libra = 5,2 R\$) ou 7,5 milhões de dólares (1 Libra = 1,25 US\$) (conversão 20/09/2019). A energia gerada é usada para o tratamento de água para o abastecimento de 10 milhões de pessoas na Inglaterra (HARVEY, 2016).

Devido à aplicação da tecnologia de UFVF ser ainda recente, diversas incertezas estão presentes como: a falta de um longo histórico; a imprecisão dos custos; a ausência de estudos profundos sobre o impacto ambiental; a complexidade técnica do projeto, construção e operação na água, principalmente em relação à segurança elétrica, meios de ancoragem e amarração e quanto à operação e manutenção (WORLD BANK GROUP; ESMAP; SERIS, 2018).

3.2 Impactos da Instalação de UFVF na Evaporação de Reservatórios

A evaporação em reservatórios de água é estudada em diversos países em função da sua relevância, principalmente em países que apresentam regiões áridas e semiáridas em que o controle da água doce implica em questões de sobrevivência da população. Na Austrália, estima-se que a perda de água anual pela evaporação seja de 40% da capacidade volumétrica dos reservatórios (HELPER, et al., 2012) e no Egito, a taxa de evaporação estimada em um reservatório de 6500 km² é, em média, de 6,64 mm dia⁻¹ (HASSAN, et al., 2017). Em pesquisas realizadas para estimar a perda por evaporação em reservatórios no sudeste da Espanha e em lagos e reservatórios da Turquia obtiveram-se os resultados de $11,94 \times 10^5$ m³ km⁻² (ALVAREZ, et al., 2008) e $9,4 \times 10^5$ m³ km⁻² de superfície, (GÖKBULAK, et al., 2006) respectivamente. Esses valores de evaporação para cada país são tão relevantes que representam mais do que o consumo anual das residências e das indústrias Turcas (GÖKBULAK, et al., 2006) e representa para a Espanha 27% da demanda doméstica por água de dois milhões de habitantes (ALVAREZ, et al., 2008).

Em regiões semiáridas, sistemas fotovoltaicos flutuantes podem representar uma alternativa importante para reduzir a taxa de evaporação de reservatórios, como demonstrado em diversos estudos realizados em Almeria e Múrcia, Espanha, Austrália e Turquia (ALVAREZ et al., 2008; BENGOCHEA, J.M.; PÉREZ, C.J.; PÉREZ, P.J.; CRAIG et al., 2005; GÖKBULAK; ÖZHAN, 2006; NAZIFIFARD; TAHERI; NAZIFIFARDARANI, 2017). Rosa-Clot, Tina & Nizetic (2017) estimam que para cada 1 MWp instalado de uma UFVF deixa de evaporar entre 15.000 e 25.000 m³ de água em zonas de clima árido (ROSA-CLOT; TINA; NIZETIC, 2017).

No Brasil, três sistemas fotovoltaicos flutuantes foram instalados nos últimos anos, para fins de pesquisa e desenvolvimento: um de 50 kW de capacidade da Companhia de Energia de São Paulo (CESP) em Rosana, estado de São Paulo (DO PORTAL DO GOVERNO, 2016). ; outro de capacidade de 1 MW, de propriedade da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), no reservatório de Sobradinho, na região semiárida do estado da Bahia; e o último com 5 MW no reservatório de Balbina, no estado do Amazonas, também de propriedade da CHESF (BRASIL-MME, 2016; SILVA, 2018).

Uma UFVF pode atuar em um reservatório reduzindo a evaporação devido à

redução da incidência direta de radiação solar na água, além de criar uma barreira física para o vento na superfície da água, reduzindo sua velocidade e o efeito de carreador de umidade superficial. O efeito de uma UFVF sobre um corpo de água é esquematizado na Figura 37 abaixo.

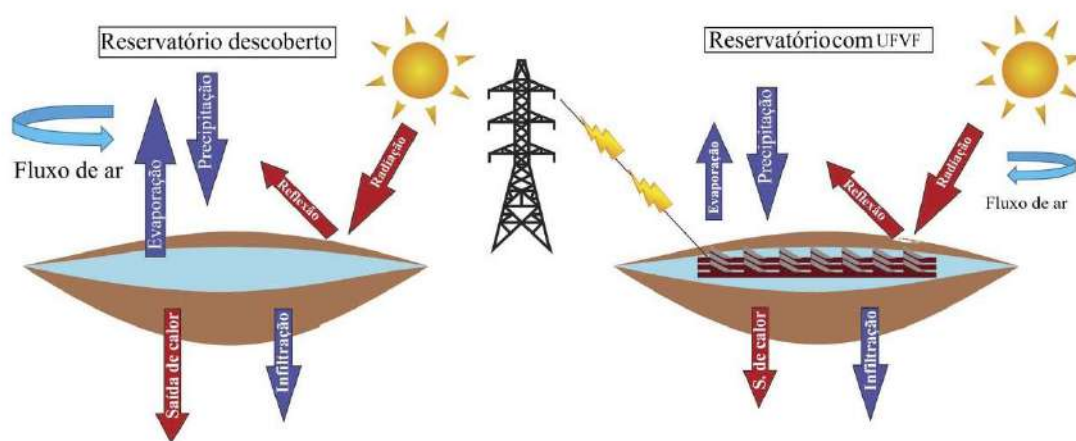


Figura 37: Balanço de água e energia (adaptado de Ferrer-Gisbert et al., 2013).

A Tabela 1 resume estes estudos realizados sobre a redução da evaporação em reservatórios a partir da instalação de UFVF mostrando o tipo de pesquisa, a redução de evaporação percentual observada, o país em que foi realizado o estudo e características como a proporção de cobertura do reservatório.

Tabela 1: Estudos sobre a redução da evaporação a partir da instalação de UFVF.

Estudo	Tipo de pesquisa	Redução na evaporação	Local do estudo	Observação
(MCKAY, 2013)	Experimental	70%	EUA	Afirmção do autor baseado em três UFVF
(SANTAFÉ et al., 2014a)	Experimental	25% da capacidade do reservatório	Espanha	Cobertura integral do reservatório com módulos FV
(ROSA-CLOT; TINA; NIZETIC, 2017)	Teórico	75%	Austrália	Com 2/3 do reservatório coberto
(AZAMI; VAHDATY; TORABI, 2017)	Teórico	0,01% da capacidade do reservatório	Irã	Cobertura de 2% do reservatório com 1,45 MWp
(TABOADA et al., 2017)	Teórico	90%	Chile	Com 95% do reservatório coberto
(MITTAL; SAXENA; RAO, 2017)	Teórico	545×10 ⁶ litros salvos anualmente no lago Kishore Sagar e 37×10 ⁶ litros na barragem Kota.	Índia	Cobertura de 20% da superfície de ambos os corpos d'água
(LIU et al., 2017a)	Teórico	2×10 ²⁷ m ³ de água por ano	China	Cobertura de 2% dos corpos de água doce na China (2500 km ²)
(NAZIFIFARD; TAHERI; NAZIFIFARDARANI, 2017)	Experimental	24% da capacidade do reservatório	Irã	Cobertura integral do reservatório com módulos FV

3.3 Impactos sobre a eficiência energética de produção em UFVF

Quando comparadas com as usinas fotovoltaicas sobre o solo (UFVS), as usinas fotovoltaicas flutuantes, por serem instaladas sobre uma massa de água, realizam maior troca de calor, proporcionando que a temperatura operacional do módulo seja mais baixa e, desta forma, aumentando a eficiência geral do sistema.

A temperatura é um fator que impacta diretamente no desempenho de geração elétrica dos módulos fotovoltaicos. A eficiência dos módulos em função da temperatura de operação é fornecida pela literatura e pode ser dada pela Equação 1 (KIMBER et al., 2007):

$$\eta_{temp} = \left(\frac{E_p}{A_m \times G_p} \right) \times [1 + \beta(T_o - T_m)] \quad \text{Equação 1}$$

Em que η_{temp} é o rendimento em relação à temperatura, E_p é a energia produzida pelo sistema em CA em kWh; A_m é a área total dos módulos fotovoltaicos; G_p é a insolação global no plano inclinado (kWh/m²); T_o é temperatura de referência de teste (STC), em °C; T_m é a média de temperatura no módulo em °C; e β coeficiente de potência em relação à temperatura (%).

Em uma simulação realizada por Amelia et al. (2016), utilizando o *software PVsyst*, que mensura a performance do painel fotovoltaico variando as temperaturas de funcionamento de 25 °C até 65 °C, a uma irradiância padrão de 1000 W m⁻², observou-se um decréscimo de 5% na eficiência de saída de potência a cada aumento de 10 °C (AMELIA et al., 2016). A seguir, são mostrados graficamente os resultados desta simulação, sendo a Figura 38 uma curva da corrente (A) pela voltagem (V) e a Figura 39 uma curva da potência (W) pela voltagem (V):

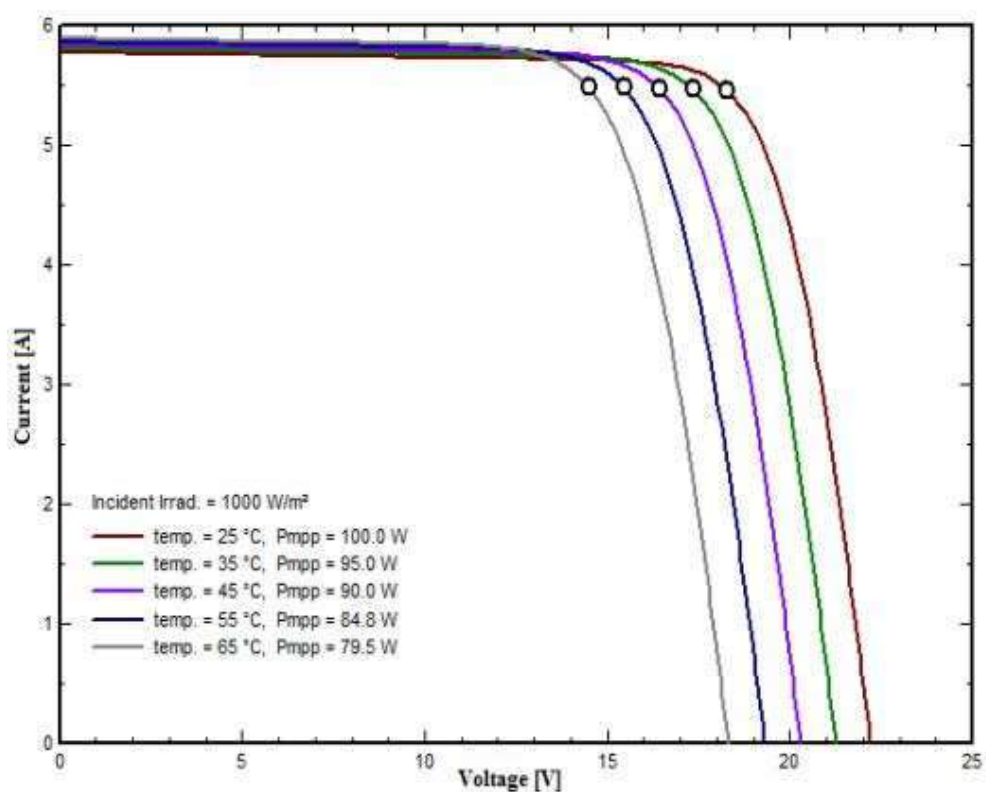


Figura 38: Curvas da corrente pela voltagem para diferentes temperaturas e irradiância constante (AMELIA et al., 2016).

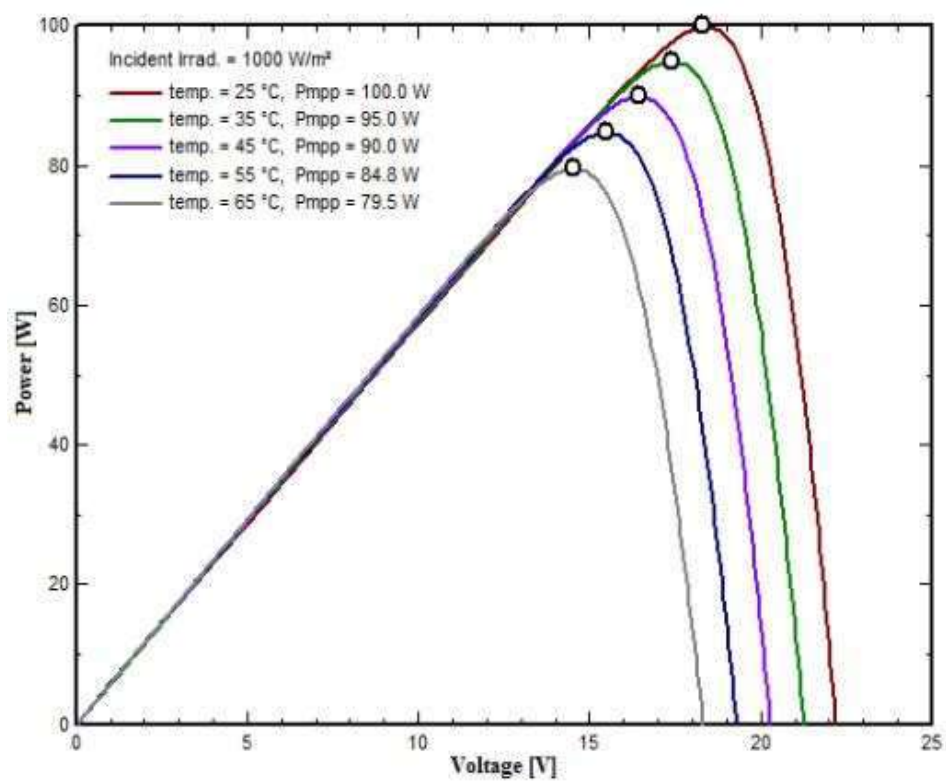


Figura 39: Curvas da potência pela voltagem para diferentes temperaturas e irradiância constante (AMELIA et al., 2016).

Diversos estudos em todo o mundo abordaram o aumento da eficiência de geração de UFVF em comparação com UFVS. Liu et al. (2017) avaliou o efeito de resfriamento de corpos d'água em painéis fotovoltaicos e a transferência de calor por convecção associada. Por meio de um modelo de análise de elementos finitos, a eficiência das UFVFs foi avaliada, resultando em um aumento na geração de cerca de 2% em comparação com as UFVSs (LIU et al., 2017b).

Em Grech et al., 2016, a análise experimental de um sistema flutuante instalado no Mar de Malta obteve medidas durante um mês. O estudo relatou que a produção elétrica média de dois módulos fotovoltaicos instalados no mar foi 11% maior do que o da UFVS (GRECH et al., 2016). A pesquisa também sugere que esses sistemas flutuantes são convenientes para serem instalados em estações de tratamento de água, lagos e rios.

Em Bhopal, Índia, os resultados experimentais de Yadav et al. (2017) relataram que a potência de saída do sistema fotovoltaico flutuante aumentou para 2,2% em comparação com o sistema fotovoltaico sobre a terra para medições realizadas durante um mês (YADAV; GUPTA; SUDHAKAR, 2016a).

Choi et al. (2013) compararam dados de UFVS e UFVF operando em condições similares na Coreia do Sul e verificaram que a eficiência energética de um sistema fotovoltaico flutuante é 11% maior do que um sistema sobre o solo com inclinação fixa (CHOI; LEE; KIM, 2013).

Por fim, Sacramento et al (2015), mediram um aumento médio na eficiência de conversão de 12,5% para módulos fotovoltaicos flutuantes sob as condições climáticas locais do semiárido brasileiro (SACRAMENTO et al., 2015).

Um experimento realizado por Azmi et al. (2013), testou e comparou a eficiência de painéis fotovoltaicos instalados sobre o solo e outros em estruturas flutuantes. O resultado apontou que a diferença entre a eficiência de geração varia de acordo com as intensidades de radiações solares, sendo o incremento de eficiência do sistema solar flutuante em relação ao sistema convencional sobre o solo de 3,79%, 2,82% e 14,58% para as radiações de 417 W m^{-2} , 667 W m^{-2} e 834 W m^{-2} , respectivamente (AZMI et al., 2013). Estes resultados mostram que o aumento da radiação é um fator importante, mas não o único fator que influencia na taxa de variação da eficiência entre o sistema solar flutuante e o convencional, visto que para uma radiação de 667 W m^{-2} o ganho de eficiência do sistema solar flutuante foi menor do que o obtido com a radiação de 417 W m^{-2} e 834 W m^{-2} .

Segundo uma pesquisa realizada na China comparando a eficiência de sistemas fotovoltaicos sobre o solo e sistemas flutuantes mostrou que a diferença de temperatura de operação foi de 3,5 °C, o que proporcionou um ganho de 1,58% de eficiência de geração elétrica do sistema flutuante sobre o terrestre (LIU, et al., 2017). A Tabela 2 resume os trabalhos realizados e seus respectivos ganhos de eficiência citados.

Tabela 2: Aumento da eficiência do UFVF comparado ao SFV instalado em terra.

Estudo	Tipo de pesquisa	Aumento de eficiência	Local do estudo
(YADAV; GUPTA; SUDHAKAR, 2016b)	Experimental	0,79%	Índia
(LIU et al., 2017a)	Teórico	1,58% a 2,00%	China
(TRAPANI; MILLAR, 2014)	Experimental	5%	Canadá
(MCKAY, 2013)	Experimental	8 a 10%	EUA
(AZMI et al., 2013)	Experimental	2,82% a 14,58%	Malásia
(BAHAIDARAH et al., 2013)*	Experimental	9%	Arábia Saudita
(SACRAMENTO et al., 2015)	Experimental	12,5%	Semiárido Brasileiro
(CHOI, 2014)	Experimental	11%	Coreia do Sul
(GRECH et al., 2016)	Experimental	11%	Malta
(MAJID et al., 2014)	Experimental	15,50%	Malásia

*O estudo de Bahaidarah et al (2013) não envolveu usinas fotovoltaicas flutuantes, mas avaliou a eficiência de módulos fotovoltaicos quando submetidos ao resfriamento da água em sua parte posterior.

CAPÍTULO 4 - PROPOSTA METODOLÓGICA

Os capítulos anteriores tiveram como objetivo apresentar estudos relacionados à evaporação de reservatórios e usinas fotovoltaicas flutuantes, oferecendo as ferramentas que são utilizadas no estudo de caso, a ser realizado no capítulo 5 desta tese. O capítulo atual se propõe esclarecer a metodologia utilizada para a avaliação do impacto.

Como objetivo proposto, esse trabalho avalia se a implantação de UFVF é uma alternativa viável técnica e economicamente para ser implantada nos açudes do semiárido, usando a bacia do Apodi-Mossoró como estudo de caso. Para que esse objetivo seja atendido é preciso levantar o potencial da tecnologia em diversas esferas como em relação ao recurso local, características técnicas do sistema, considerações econômicas e da conjuntura do mercado como mostrado na Figura 40.



Figura 40: Avaliação do potencial de implantação da UFVF.

O levantamento das características dos açudes pertencentes à Bacia Apodi-Mossoró foram obtidos a partir de dados da Agência Nacional de Águas (ANA). Informações georreferenciadas foram coletadas no banco de dados da ANA com o nome, tipo, área e volume das massas d'água brasileiras.

A delimitação da região semiárida foi obtida no Sistema de Gestão da Informação do Semiárido Brasileiro (SIGSAB). Posteriormente, um sistema de informação geográfica (SIG) foi utilizado como ferramenta computacional para o recorte do semiárido e separação das massas d'água da região. Foram selecionadas então, somente as massas d'água classificadas como açudes.

O potencial de geração de energia elétrica de 1 MWp da UFVF instalado na região da Bacia do Apodi-Mossoró foi estimado utilizando-se o simulador de avaliação técnico e econômica do sistema *System Advisor Model (SAM)*. A partir dos resultados obtidos para 1 MWp, é estimado o potencial de geração dos açudes com base em três cenários de área de superfície coberta: 1) área ocupada pelo volume morto³ do açude; 2) 50% da área total do açude; 3) 70% da área total do açude. Os três cenários são aplicados aos 20 reservatórios da bacia Apodi-Mossoró, no Rio Grande do Norte, como estudo de caso realizando um projeto conceitual. Além do potencial de geração elétrica

³ O volume morto corresponde à parte do volume total do reservatório indisponível para coleta de água por gravidade por estar em um nível abaixo das saídas de drenagem (GAMA, 2019).

estimada para cada cenário, também se calculou a evaporação evitada pela instalação de sistemas fotovoltaicos flutuantes sobre os açudes.

O primeiro cenário adota o volume morto, pois este representa o nível mínimo de água para manter a plataforma flutuante estável. Para ilustrar o volume morto, a Figura 41 apresenta os níveis de um reservatório.

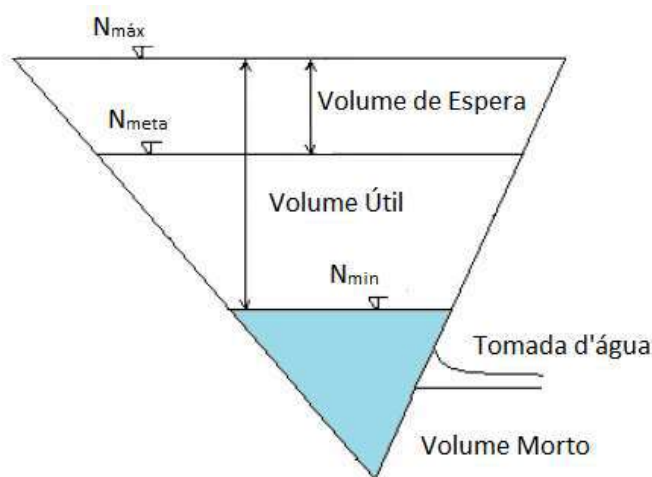


Figura 41: Níveis e volumes de um reservatório (LOPES; SANTOS, 2002)

O Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) disponibiliza dados de séries históricas climatológicas relacionadas à evaporação potencial e pluviosidade. Estes dados foram usados para calcular o volume de água evaporada por ano nos açudes da Bacia Apodi-Mossoró com base nos mesmos três cenários de cobertura dos açudes descritos anteriormente.

Para o estudo do percentual de cobertura dos açudes versus a redução na taxa de evaporação foi usado um modelo matemático proposto por Assouline, Narkis & Or (2011). Na planilha eletrônica foi traçado um gráfico relacionando estas duas variáveis. A partir desta relação foram calculados os volumes anuais de evaporação evitados pela instalação das UFVFs em cada açude. A partir do volume anual não evaporado foi possível realizar um estudo econômico relacionado ao custo evitado com abastecimento de água por caminhões-pipa, construção e manutenção de poços e de sistemas de dessalinização.

Para a realização do estudo de viabilidade econômica foi levantado o custo de implantação de UFVF em trabalhos científicos que abordam esse tema e comparados a resultados de leilões publicados pela EPE, ANEEL, nacionalmente e IRENA e NREL,

internacionalmente. Outro custo a ser levantado é o relativo ao gasto com caminhões-pipa para abastecimento local na época de seca, o custo com a construção e manutenção de poços e com sistemas de dessalinização por osmose reversa na região. O custo da UFVF foi baseado em um sistema de 1 MW e este valor multiplicado pela capacidade de instalação para cada um dos três cenários de implantação propostos para os açudes da Bacia do Apodi-Mossoró. O valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e tempo de retorno (*payback*) são calculados comparando os investimentos, despesas e rendimentos de 1 MW da UFVF e da UFVS. Além disso, em virtude da evaporação evitada pela cobertura do açude, foi considerada a redução de gastos com a compra de água proveniente de caminhões-pipa, a partir da construção de poços e de sistema de osmose reversa para dessalinização.

4.1 Características da Bacia Apodi- Mossoró- RN

Para realizar a levantamento do potencial de geração fotovoltaica a partir de UFVF instaladas nos açudes do semiárido brasileiro foi feito um estudo de caso, realizado nos açudes da Bacia Apodi-Mossoró, localizada no estado do Rio Grande do Norte. Estes açudes funcionam como reservatórios de abastecimento das cidades pertencentes à Bacia, usado para dessedentação de pessoas e animais e para irrigação de pequenas culturas do entorno.

O software de geoprocessamento ArcGIS foi utilizado para selecionar as massas de água no interior do semiárido. Então, os açudes e barragens foram destacados. A Figura 42 mostra a distribuição dos açudes e barragens encontrados na região semiárida do Brasil com base nessa seleção.

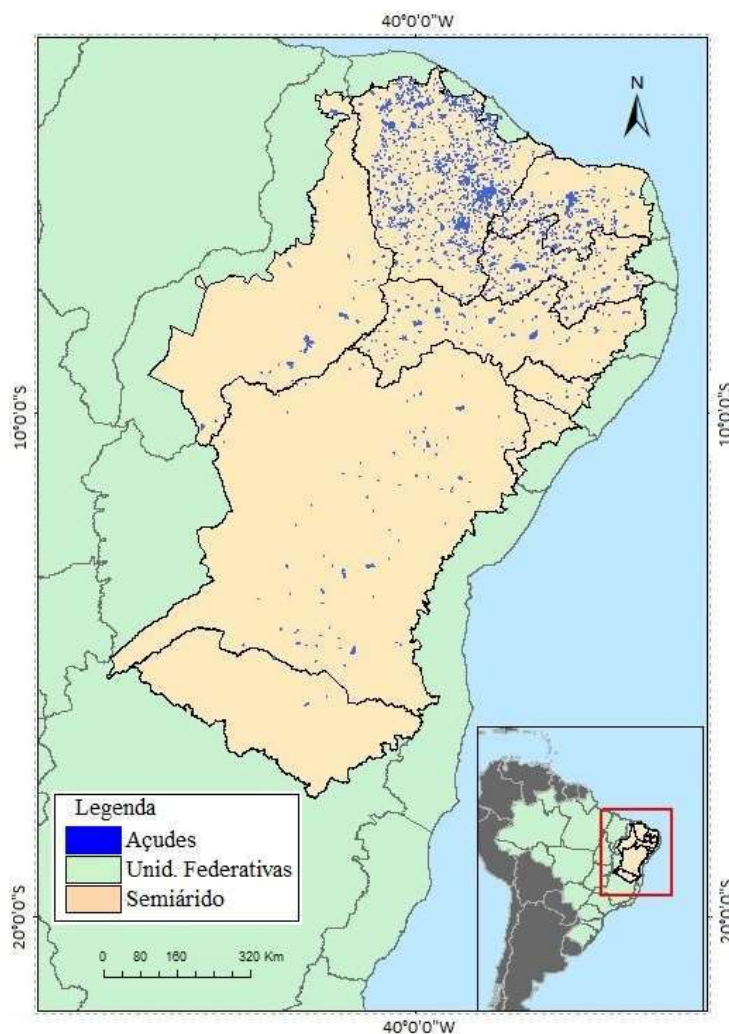


Figura 42: Açudes encontrados no semiárido brasileiro (mapa construído a partir de ANA, 2018).

Segundo dados da Agência Nacional de Águas do Brasil, existem 3.445 açudes no semiárido do país, ocupando uma área de 3.574 km² (ANA, 2017b).

Os açudes a serem analisados estão no estado do Rio Grande do Norte (RN). O estado possui 93% de seu território no semiárido brasileiro (IBGE, 2018), conta com nove bacias e 49 açudes de capacidade superior a 5.000.000 m³ (ANA, 2017b). Devido à importância para o abastecimento de água das cidades próximas, estes açudes são monitorados e as informações dispostas no site da SEARH do estado do Rio Grande do Norte. Foram obtidos dados das áreas e dos volumes dos açudes fornecidos pela Secretaria para a bacia do Apodi-Mossoró e seus 20 açudes a serem usados como estudo de caso. O nome, capacidade total e área total dos açudes estão descritos na Tabela 3:

Tabela 3: Capacidades e áreas dos açudes da bacia Apodi-Mossoró.

Nº do açude	Nome do açude	Área total (ha)	Capacidade (m³)
1	Encanto	123,8	5.192.538
2	Pilões	126,5	5.901.875
3	Riacho da Cruz II	145,3	9.604.200
4	Brejo	180,7	6.450.554
5	Tourão	185,2	7.985.249
6	Morcego	211,4	6.708.331
7	Bonito II	216,6	10.865.000
8	Malhada Vermelha	220,0	7.537.478
9	Rodeador	220,7	21.403.850
10	Apanha Peixe	225,0	10.000.000
11	Passagem	232,0	8.273.877
12	Jesus Maria José	250,2	9.639.152
13	Flechas	259,0	8.949.675
14	Santana	260,0	7.000.000
15	Santo Antônio de Caraúbas	289,9	8.538.109
16	Marcelino Vieira	314,1	11.200.125
17	Lucrécia	544,2	24.754.574
18	Pau dos Ferros	1165,4	54.846.000
19	Umari	2922,7	292.813.650
20	Santa Cruz do Apodi	3413,4	599.712.000

Esses açudes representam 24,7% da capacidade total dos reservatórios do estado, com mais de 5.000.000 m³ que abastecem a população de 20 cidades diferentes. A bacia Apodi-Mossoró tem uma área total de 14.276 km² e ocupa aproximadamente 26,8% do território do RN representando a segunda maior bacia do estado. Segundo o Instituto de Gestão das Águas do Rio Grande do Norte (IGARN), existem 618 açudes na bacia, atingindo um volume de 469.714.600 m³, o que corresponde a 27,4% do volume total de açudes e 10,7% dos volumes acumulados do RN (JUSTO; SANTOS; SOUZA, 2016). A Figura 43 mostra a bacia do Apodi-Mossoró e a localização dos reservatórios monitorados.

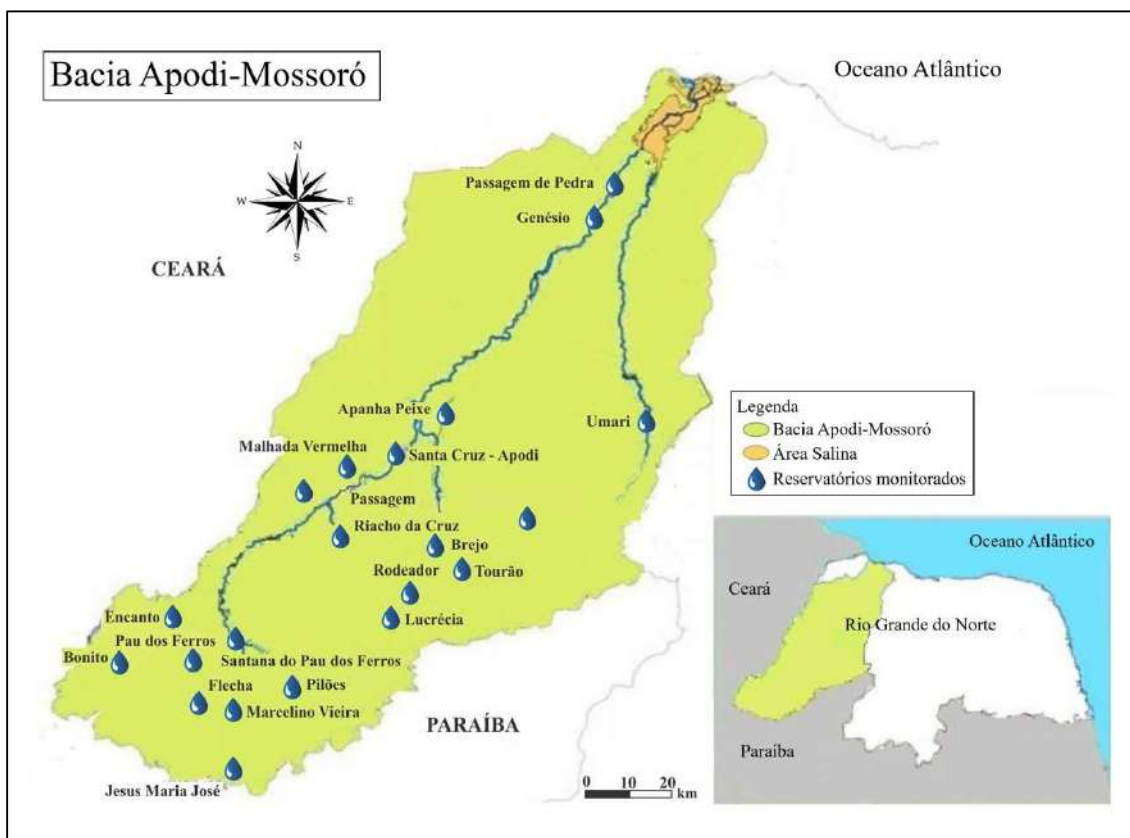


Figura 43: Bacia Apodi-Mossoró e os reservatórios monitorados (IGARN, 2019).

Os dados socioeconômicos são obtidos a partir de dados do IBGE e publicações sobre a problemática das secas na região do semiárido, como isto afeta a população local e o que tem sido feito ao longo dos anos para aumentar a resiliência à seca e prevenir danos à população provocados pela escassez hídrica.

Os dados históricos para a estimativa de evaporação foram obtidos a partir do site do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET. Foram estudados dados históricos mensais da cidade de Apodi, da data de 31 de Janeiro de 2008 a 31 de Dezembro de 2018, ou seja, 10 anos de dados climáticos.

A taxa de evaporação média anual, entre 2008 a 2018 para o município de Apodi foi de $19,6 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{km}^2$ (INMET, 2018). Esse índice é superior ao encontrado por pesquisas realizadas em reservatórios no sudeste da Espanha e em lagos da Turquia, que apresentaram taxas de evaporação de $11,94 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{km}^2$ (ALVAREZ et al., 2008b) e $9,4 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{km}^2$, (GÖKBULAK; ÖZHAN, 2006b), respectivamente.

4.2 Parâmetros técnicos das Usinas Fotovoltaicas Flutuantes propostas







A UFVF proposta para este estudo foi descrita por Santafé (2014) e é composta

por flutuadores, módulos fotovoltaicos, acoplamentos metálicos articulados, acoplamentos flexíveis, cordas e sistema de ancoragem rígido (SANTAFÉ et al., 2014b).

O principal parâmetro da UFVF projetada para este estudo de caso é a área de superfície ocupada, pois esta afeta a taxa de evaporação da água do açude. Um projeto modular é um recurso desejável para a plataforma flutuante ser dimensionada e adaptada a vários níveis de água e layouts de açudes e também deve minimizar os custos de fabricação e reduzir o tempo de comissionamento (NAZIFIFARD; TAHERI; NAZIFIFARDARANI, 2017).

O modelo do equipamento flutuante proposto é fabricado pela empresa Sungrow. As principais características do sistema flutuante são: material composto por polietileno de alta densidade (PEAD); resistente à radiação UV; tolerância de temperatura de -40°C a 85°C; anti-fadiga e resistência a ondas; tempo de vida de 25 anos e; uma área ajustável para diferentes ângulos do painel (SUNGROW, 2018). As partes do sistema flutuante, aplicações, dimensões e quantidades para compor um sistema de 1 MW e a área de superfície ocupada são mostradas na Tabela 4.

Tabela 4: Características dos equipamentos da Sungrow necessários para compor 1 MW da UFVF.

Partes	Funções	Quantidade para 1 MW	Tamanho unitário	Área ocupada por 1 MW
 Main floating body SF-M	Para suporte dos módulos	3125	1110×880×190 mm (área de base = 0,9768 m²)	3052,5
 multi-function floating body SF-H	Conexão entre os flutuantes	3276	1212×410×205 mm (área de base = 0,4969 m²)	1627,9
 connection floating body SF-C	Passarela para O&M	3427	880×410×205 mm (área de base = 0,3608 m²)	1236,5
 aisle floating body SF-A	Suporte para cabos e conexões	250	1110×880×205 mm (área de base = 0,9768 m²)	244,2
	Módulo Fotovoltaico policristalino 320 Wp, Globo Brasil GBR-320p	3125	1956×992 mm	6062,5
 inverter-booster floating platform SF-P	Suporte para o inversor	1	4003×2470×2912 mm (área de base = 9,9 m²) Dimensões estimadas*	9,9

Fonte: Construída a partir de dados da (GLOBO BRASIL, 2019; SUNGROW, 2019).

A Figura 44 mostra uma representação do sistema fotovoltaico flutuante em escala reduzida.

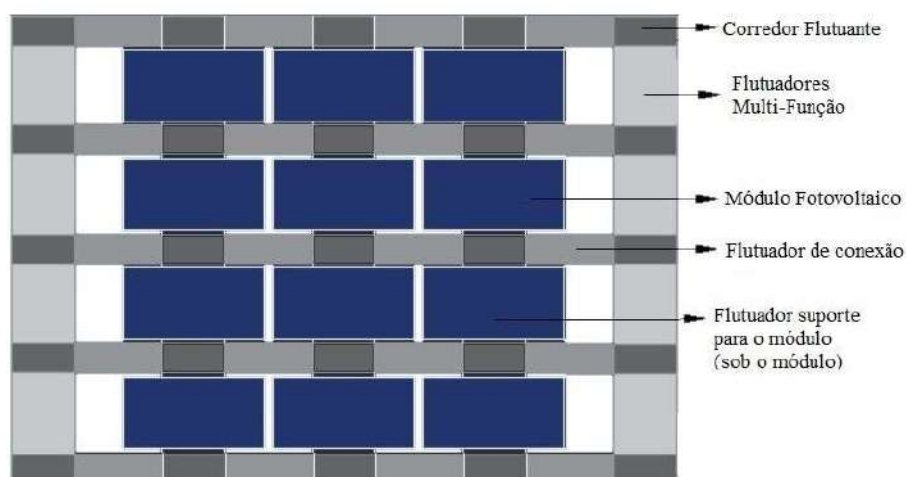


Figura 44: Composição do sistema proposto para o estudo (modelo Sungrow).

O módulo fotovoltaico escolhido para compor o sistema é de fabricação nacional. Esta característica facilita o financiamento de projetos através do BNDES que estimula o uso de equipamentos de conteúdo nacional para a formulação de projetos. O módulo é advindo da empresa Globo Brasil e suas características técnicas estão descritas na Tabela 5.

Tabela 5: Características técnicas do módulo fotovoltaico escolhido (GLOBO BRASIL, 2019).

Performance Elétrica	
Potência Nominal Máxima (P _{max})	320 W
Tensão de Potência Máxima (V _{mp})	37.3 V
Corrente de Máxima Potência (I _{mp})	8.58 A
Tensão de Circuito Aberto (V _{oc})	45.79V
Corrente de Curto-Circuito (I _{sc})	9.93 A
Eficiência do módulo	16.5%
Temperatura de Operação	-40°C~+85°C
Tensão Máxima do Sistema	1000V DC (IEC)
Tolerância de Potência	0~5W
Dimensões	1956 x 992 x 40 mm
Arranjo das células	72 (6 x 12)
Peso	27 kg
Características térmicas	
Coefficiente de temperatura (P _{max})	-0.43%/°C
Coefficiente de temperatura (V _{oc})	-0.34%/°C
Coefficiente de temperatura (I _{sc})	-0.065%/°C
Temp. de operação nominal da célula	45+-2°C

O sistema foi dividido em blocos de 1 MW, sendo configurado com 25 módulos fotovoltaicos por linha e 125 linhas, num total de 3125 módulos e flutuantes. A área de um sistema de 1 MW é de 10.512 m² ou 1,0512 ha. Os parâmetros relacionados ao módulo e ao inversor, utilizados na simulação, estão resumidos na Tabela 6.

Tabela 6: Quantidade e características de módulos e inversor adotado para um sistema de 1 MWp.

Módulos para 1 MWp	Inversor para 1 MWp
Material: Si multicristalino	Modelo: Nidec ASI
Área do módulo: 1,94 m ²	Potência Máxima AC: 803 kW
Capacidade: 320,17 W	Voltagem Nominal AC: 600 V
Quantidade de módulos: 3.125	Voltagem CC Máxima: 1400 V
Capacidade total: 1 MWp	Quantidade de inversores: 1
Área de captação total: 6.062 m ²	Eficiência: 98.1%

4.3 Metodologia para estimativa da redução da evaporação pela UFVF

Para a estimativa de redução na evaporação dos reservatórios em virtude da instalação de UFVF foram usados dados sobre evaporação e precipitação do Instituto Nacional de Meteorologia do Brasil (INMET) para o período de Jan/2008 a Dez/2018 (INMET, 2018). Devido a existência de poucas cidades com estações meteorológicas na Bacia do Apodi-Mossoró, foram adotados dados de evaporação e precipitação da cidade de Apodi-RN para estimar a evaporação nos principais açudes e barragens da bacia.

Nestes dados, estava explícita a evaporação potencial local e a precipitação para cada mês observado. Então a evaporação anual e a precipitação anual foram calculadas, somando-se as evaporações potenciais mensais de cada ano e o mesmo procedimento foi realizado para as precipitações. Depois de obtida a evaporação potencial anual e a precipitação anual de 2008 a 2018, calculou-se a média das evaporações anuais e das precipitações anuais para o período. A Figura 45 apresenta o gráfico da precipitação e da evaporação médias obtidas ao longo dos anos para a cidade de Apodi-RN.

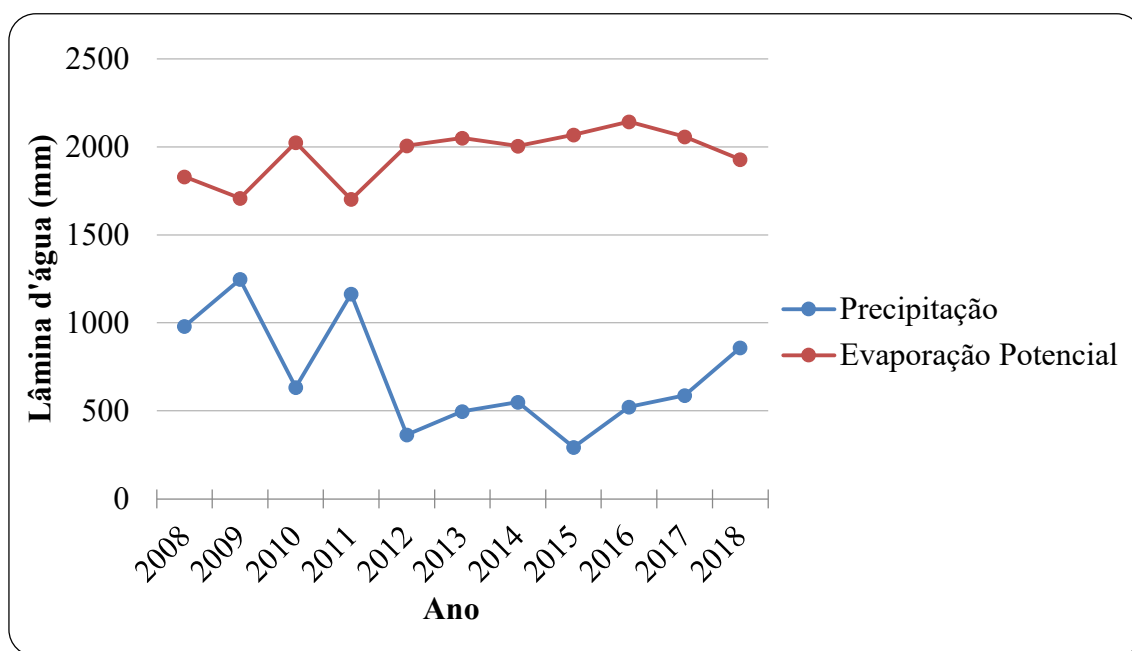


Figura 45: Precipitação e evaporação potencial em Apodi - RN (INMET, 2018).

A média de evaporação potencial anual para todo o período considerado resultou em 1956,71 mm, o que foi convertido para $1,957 \text{ m}^3/\text{m}^2$ ($1 \text{ mm} = 1 \text{ litro}/\text{m}^2 = 10^{-3} \text{ m}^3/\text{m}^2$).

Foram obtidos dados relativos ao volume, área total e área ocupada pelo volume morto de cada açude estudado da Bacia Apodi-Mossoró - RN no site do Governo do

Estado do Rio Grande do Norte
(<http://sistemas.searh.rn.gov.br/MonitoramentoVolumetrico/>) (SEARH/RN, 2019).

Após calculada a evaporação potencial anual média do ano de 2008 até 2018 na região de Apodi-RN este valor foi usado como referência para todos os açudes estudados. O cálculo do potencial de evaporação anual para cada açude foi realizado a partir da Equação 2:

$$V_{AE} = EV_p \times A_{res} \quad \text{Equação 2}$$

Onde o V_{AE} é o volume anual potencial evaporado dado em m^3 , EV_p é a evaporação potencial anual dada em m^3/m^2 com o valor de $1,957 m^3/m^2$ na região estudada e A_{res} é a área total do reservatório em m^2 .

Um indicador de evaporação de um açude é a taxa de evaporação anual ($TAE(\%)$) que relaciona o volume anual potencial evaporado com o volume total do reservatório como mostra a Equação 3:

$$TAE = \frac{V_{AE}}{V_{res}} \times 100\% \quad \text{Equação 3}$$

Rosa-Clot e Tina (2018) classificam as massas de água e sugerem uma relação de cobertura ideal com os sistemas fotovoltaicos flutuantes para cada um deles. A cobertura sugerida para os cinco tipos de massas de água foi: 90% a 95% para bacias industriais; 30% a 60% para bacias de irrigação; 0% a 5% para bacias hidrelétricas; 0% a 5% para lagos naturais; e 10% para lagoas de superfícies marítimas (ROSA-CLOT et al., 2018). Os açudes estudados neste trabalho podem ser classificados na categoria “bacias de irrigação” devido à aplicação e às características estruturais. No entanto, o valor de 70% da cobertura do reservatório foi considerado porque seria possível cobrir este percentual nos reservatórios da região, como pode ser observado na Figura 46.



Figura 46: Comparação entre área útil e área total do açude Encanto da bacia Apodi-Mossoró (produzido a partir de imagens do Google Earth)

A UFVF modelada foi simulada com base em três cenários de área de superfície coberta: 1) área equivalente ao volume morto do açude; 2) 50% da área total do açude; 3) 70% da área total do açude. O primeiro cenário adota o cobrimento da área equivalente ao volume morto, pois este representa o nível mínimo para coleta de água em um reservatório, mantendo a plataforma UFVF flutuante e estável. O segundo apresenta um cenário intermediário em que metade do açude está descoberto e o terceiro cenário representa 70% da área coberta pela UFVF devido à cerca de 30% representar áreas não utilizáveis pela irregularidade das margens do açude pelas áreas rasas em que inviabilizam a instalação da UFVF.

A quantificação da evaporação em barragens e açudes não é uma tarefa simples, devido a fatores como extensão, forma irregular, vazão de entrada e saída dos rios, precipitação, infiltração e influência dos leitos de água. Autores como ABID ET AL., 2018; ALVAREZ ET AL., 2006; ASSOULINE ET AL., 2011; BABU ET AL., 2010; LEE ET AL., 2014; SANTAFÉ ET AL., 2014; YOUSSEF AND KHODZINSKAYA, 2019, investigaram o impacto da cobertura da superfície dos reservatórios relacionada à evaporação da água. Entre eles, Assouline et al. (2011) encontrou, a partir de uma pesquisa experimental, a relação matemática entre a eficiência de redução da evaporação e a área de superfície coberta para corpos d'água parcialmente cobertos com grandes áreas de abertura, como mostra a Equação 4 (ASSOULINE; NARKIS; OR, 2011):

$$\varepsilon = 1 - (1 - \alpha)^{2/3} \quad \text{Equação 4}$$

Na Equação 4, ε é a eficiência da redução de evaporação, dada em % e α é o

percentual da área coberta que é calculada pela área coberta (A_{CR}) em relação à área total do reservatório (A_{res}) como exposto na Equação 5 a seguir.

$$\alpha = \frac{A_{CR}}{A_{res}} \times 100\% \quad \text{Equação 5}$$

A Equação 4 foi utilizada para explicar o impacto que a cobertura da superfície pode causar na redução da evaporação de açudes e foi usada para obter os resultados sobre o potencial de volume de água não evaporada para os três cenários propostos anteriormente: área correspondente ao volume morto, 50% e 70% da superfície do reservatório coberta.

As seguintes considerações para estimar a redução da evaporação da água nos reservatórios a partir da instalação de UFVF: 1) A taxa de evaporação é uniforme em toda a superfície dos açudes; 2) a taxa de evaporação é diretamente proporcional à área de superfície exposta do açude; 3) os açudes da região escolhida são submetidos às mesmas condições climáticas e variáveis ambientais; 4) os dados de evaporação são baseados em estações meteorológicas instalados em solo.

O volume de água não evaporada (V_{NE}) devido à instalação da UFVF é calculado pela Equação 6:

$$V_{NE} = \varepsilon \times V_{AE} \quad \text{Equação 6}$$

4.4 Metodologia para estimativa da geração de energia pela UFVF

4.4.1 Simulação no System Advisor Model

O *System Advisor Model (SAM)* é um software livre para avaliação técnica e econômica de projetos de energia renovável desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* com a colaboração da *Sandia National Laboratories* e do Laboratório de Energia Solar da Universidade de Wisconsin (SAM, 2020).

A versão 2018.11.11 do *SAM* foi usada para estimar a geração de eletricidade pela UFVF. Os dados de entrada de radiação estão disponíveis no *software* e se baseiam no banco de dados SWERA.

As estimativas da geração de energia foram desenvolvidas no *SAM* modelando-

se uma UFVF e outra UFVS ambas de 1 MWp. Os sistemas simulados apresentam os mesmos equipamentos de geração com a única diferença em relação à perda de energia que foi considerada maior no sistema fotovoltaico sobre o solo devido à exposição a maiores temperaturas do que as UFVFs como mostrado no item 3.3 do capítulo 3.

A simulação começa com a entrada de dados meteorológicos locais que estão expostos na Figura 47 a seguir e é igual para ambos os sistemas da UFVF e da UFVS.

Weather Data Information

The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

-Header Data from Weather File

Station ID	<input type="text" value="2002897"/>	Latitude	<input type="text" value="-5.67"/>	DD	For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.
Data Source	<input type="text" value="NSRDB"/>	Longitude	<input type="text" value="-37.78"/>	DD	
Elevation	<input type="text" value="103"/> m	Time zone	<input type="text" value="GMT -3"/>		

Annual Values Calculated from Weather File Data

Global horizontal	<input type="text" value="6.52"/> kWh/m ² /day	Average temperature	<input type="text" value="27.8"/> °C	-Optional Data
Direct normal (beam)	<input type="text" value="6.88"/> kWh/m ² /day	Average wind speed	<input type="text" value="3.6"/> m/s	
Diffuse horizontal	<input type="text" value="1.68"/> kWh/m ² /day	Maximum snow depth	<input type="text" value="NaN"/> cm	

*NaN indicates missing data. Annual albedo

Figura 47: Entrada de dados meteorológicos locais no SAM.

A segunda informação de entrada no SAM é relativa ao módulo fotovoltaico escolhido para o sistema. Ambas as usinas, flutuante e sobre o solo, usam o mesmo módulo silício policristalino com potência pico de 320 Wp. A tela com a entrada de dados está exposta na Figura 48 a seguir.

General Information

Module description:

Cell type:

Module area: m²

Nominal operating cell temperature: °C

-Bifacial Specifications

☐ Module is bifacial

Transmission fraction: 0-1

Bifaciality: 0-1

Ground clearance height: m

Electrical Specifications

Maximum power point voltage (Vmp): V

Maximum power point current (Imp): A

Open circuit voltage (Voc): V

Short circuit current (Isc): A

Temperature coefficient of Voc: V/°C

Temperature coefficient of Isc: %/°C

Temperature coefficient of max. power point: %/°C

Number of cells in series:

The model assumes a reference bandgap voltage Eg_ref = 1.121 eV, and temperature coefficient for bandgap of -0.0002677 eV/K.

Mounting Configuration

Standoff height:

Approximate installation height:

Nominal Maximum Power Point Ratings at STC

Power: Wdc

Efficiency: %

Current-Voltage (I-V) Curve at STC

Generic polycrystalline silicon module

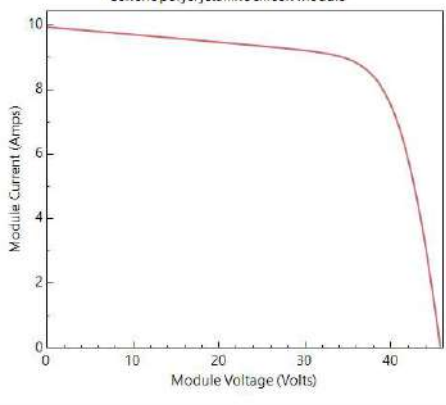


Figura 48: Entrada de características técnicas do módulo fotovoltaico escolhido para os sistemas FV.

A terceira entrada de dados na composição do sistema é relativa à escolha do

inversor. A capacidade nominal do inversor geralmente é subdimensionada em relação à capacidade instalada do campo solar, pois desta forma, permite uma operação mais eficiente do sistema (MME; EPE, 2018) e (EIA, 2018). O *SAM* sugere uma relação CC para CA de 1,2. Nesta simulação foi adotado o valor de 1,25 que corresponde à potência de saída do inversor em relação ao valor de potência pico instalada de módulos fotovoltaicos. A Figura 49 mostra a tela do *SAM* com as características do inversor.

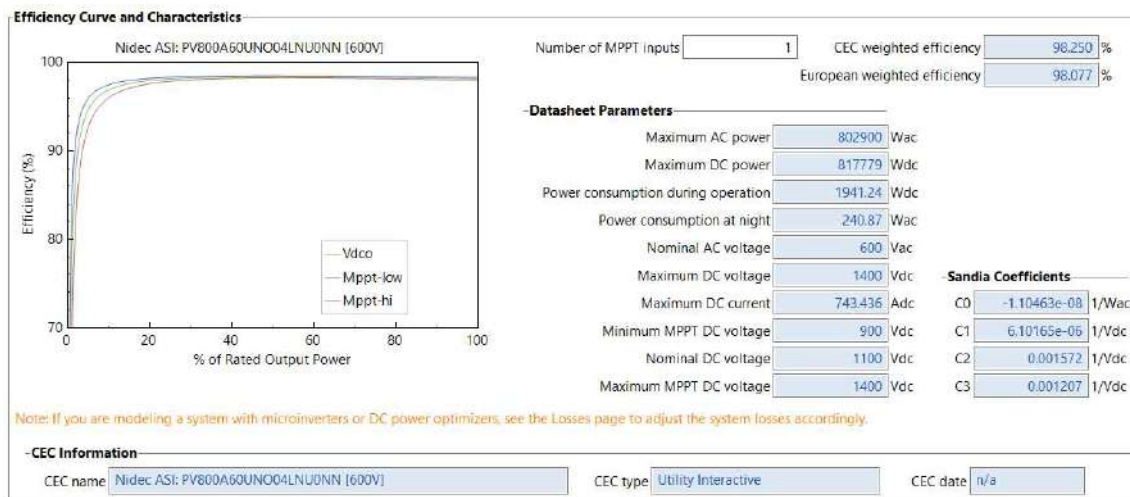


Figura 49: Entrada de características técnicas do inversor escolhido para a composição do sistema de 1MW.

A Figura 50 mostra a composição do sistema com entrada do número de módulos por linha e número de linhas em paralelo. Além disso, possui entrada para informações quanto à existência de sistema de *tracking*, número de eixos de seguimento, configuração da angulação azimutal dos painéis, taxa de cobrimento e o *SAM* informa se a configuração elétrica da quantidade projetada de linhas e módulos por linhas está de acordo com as voltagens máximas e mínimas suportadas pelo inversor.

DC Sizing and Configuration

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Electrical Configuration	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	25			
Strings in parallel in subarray	125			
Number of modules in subarray	3,125			
String Voc at reference conditions (V)	1,144.8			
String Vmp at reference conditions (V)	932.5			

Tracking & Orientation

Azimuth N = 0
W 270 S 180 E 90

Tilt 15° Vert. Horiz.

☒ Fixed

☐ 1 Axis

☐ 2 Axis

☐ Azimuth Axis

☐ Seasonal Tilt

☐ Tilt=latitude

Tilt (deg) 15

Azimuth (deg) 0

Ground coverage ratio (GCR) 0.2

Tracker rotation limit (deg) 45

Backtracking ☐ Enable

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

Electrical Sizing Information

Maximum DC voltage	1,400.0 Vdc	No system sizing messages.
Minimum MPPT voltage	900.0 Vdc	
Maximum MPPT voltage	1,400.0 Vdc	

Voltage and capacity ratings are at module reference conditions shown on the Module page.

Figura 50: Características do sistema de 1 MW como número de módulos em série, número de linhas em paralelo, angulação e orientação dos módulos.

A configuração de módulos por painéis e número de linhas para o estudo de sombreamento o *SAM* está exposta segundo a Figura 51:

Array Dimensions for Self Shading, Snow Losses, and Bifacial Modules

The product of number of modules along side and bottom and number of rows should be equal to the number of modules in subarray.

	Landscape	Portrait	Portrait	Portrait
Module orientation	Landscape	Portrait	Portrait	Portrait
Number of modules along side of row	1	2	2	2
Number of modules along bottom of row	25	9	9	9
Calculated Layout Parameters				
Number of rows	125	0	0	0
Modules in subarray from System Design page	3,125	0	0	0
Length of side (m)	1.06826	3.63208	3.63208	3.63208
GCR from System Design page	0.2	0.3	0.3	0.3
Row spacing estimate (m)	5.34129	12.1069	12.1069	12.1069

Module aspect ratio	1.7
Module length	1.81604 m
Module width	1.06826 m
Module area	1.94 m ²

row spacing = length of side + GCR

module orientation (portrait)

number of rows

number of modules along side

number of modules along bottom

Figura 51: Dimensionamento de painéis e linhas em relação ao sombreamento.

Estudos teóricos sobre eficiência apresentados no item 3.3 estimaram valores próximos a 2% (LIU et al., 2017a), enquanto estudos experimentais apresentaram valores próximos a 15,5% (MAJID et al., 2014). Com base nesses estudos, adotou-se um valor conservador de 5% (BYLANDER, 2018; TRAPANI; MILLAR, 2014) para representar o aumento na eficiência operacional dos painéis fotovoltaicos causado pela menor temperatura de operação.

Uma perda significativa na geração de energia fotovoltaica é decorrente de sujidade (*soiling*) que reúne a deposição de poeira, pólen, particulados e outros contaminantes sobre os módulos fotovoltaicos (GOSTEIN; CARON; LITTMANN, 2014). Esta perda por sujidade tipicamente varia em uma taxa de 1 a 6% ao ano (CARON; LITTMANN, 2013; KIMBER et al., 2007). No caso da simulação no *SAM*, a entrada para a perda por sujidade é atribuída em 1% para a UFVF, por se tratar de um local com menor influência de poeira devido à proximidade com a água, e para a UFVS foi adotada a perda anual de 5%, por se tratar de um local semiárido e ser o valor de referência sugerido pelo *SAM*.

As perdas por incompatibilidade (*mismatch*) representam a redução da potência de saída em uma mesma linha (*string*) devido a um ou alguns módulos por razão de sujeira, poeira, degradação desigual, tolerância de fabricação da potência de saída, danos de transporte, erros de projeto, sombreamento parcial, temperatura ou incidência de nuvens (SOUZA, 2019). O *SAM* sugere 2% de perda por incompatibilidade do módulo para sistemas com inversores centrais, assim como adotado por CHOI & SONG

(2016).

Como descrito anteriormente, o valor de 5% superior na eficiência de geração da UFVF em relação à UFVS foi adotado. Para que este valor fosse alcançado, diversas perdas na capacidade nominal da UFVS foram adicionadas, até que a diferença entre a geração da UFVF correspondesse a um rendimento 5% superior ao da UFVS. O valor que atendeu a essa diferença de geração apresenta 1,6% de perda de capacidade nominal.

O resumo da comparação das perdas de geração inseridas no *SAM* entre a UFVF e a UFVS está disposto na Tabela 7:

Tabela 7: Resumo das perdas dos sistemas da UFVF e UFVS

Item	Valores	
	UFVF	UFVS
Perda média anual por sujeira (<i>soiling</i>)	1%	5%
Perda por incompatibilidade do módulo (<i>mismatch</i>)	2%	2%
Perda nos diodos e conexões	0,5%	0,5%
Perda na fiação CC	2%	2%
Perda na fiação CA	1%	1%
Perda da capacidade nominal	0%	1,6%
Perda de carga do transformador	1,1%	1,1%
Total	7,6%	13,2%

As entradas de perdas do sistema no SAM estão dispostas na Figura 52 para UFVF e na Figura 53 para UFVS.

Irradiance Losses
Soiling losses apply to the total solar irradiance incident on each subarray. SAM applies these losses in addition to any losses on the Shading and Snow page.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Monthly soiling loss	Edit values...	Edit values...	Edit values...	Edit values...
Average annual soiling loss	1	5	5	5

-Bifacial modules only-
Average annual rear irradiance loss due to soiling, mismatch, or external shading (%)

	0	0	0	0
--	---	---	---	---

DC Losses
DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

Module mismatch (%)	2	2	2	2
Diodes and connections (%)	0.5	0.5	0.5	0.5
DC wiring (%)	2	2	2	2
Tracking error (%)	0	0	0	0
Nameplate (%)	0	0	0	0
DC power optimizer loss (%)	0	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	4,440	4,440	4,440	4,440

Total DC power loss = 100% * [1 - the product of (1 - loss/100%)]

-Default DC Losses-
Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for:

Figura 52: Entradas de perdas para o sistema das UFVFs de 1 MW.

Irradiance Losses
Soiling losses apply to the total solar irradiance incident on each subarray. SAM applies these losses in addition to any losses on the Shading and Snow page.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Monthly soiling loss	Edit values...	Edit values...	Edit values...	Edit values...
Average annual soiling loss	5	5	5	5

-Bifacial modules only-
Average annual rear irradiance loss due to soiling, mismatch, or external shading (%)

	0	0	0	0
--	---	---	---	---

DC Losses
DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

Module mismatch (%)	2	2	2	2
Diodes and connections (%)	0.5	0.5	0.5	0.5
DC wiring (%)	2	2	2	2
Tracking error (%)	0	0	0	0
Nameplate (%)	1	0	0	0
DC power optimizer loss (%)	0	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	5,396	4,440	4,440	4,440

Total DC power loss = 100% * [1 - the product of (1 - loss/100%)]

-Default DC Losses-
Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for:

Figura 53: Entradas de perdas para o sistema das UFVSs de 1 MW.

Outras perdas consideradas são relativas ao cabeamento depois do inversor, perdas do transformador, na transmissão e de disponibilidade. Neste caso, foram

adotados 1% para perdas após o inversor e 1,1% para perda no transformador externo (SACRAMENTO et al., 2015). Já para a transmissão, foi adotado 0% para ambos os sistemas e 0% para a disponibilidade que considera que a usina solar pode possuir em alguns casos, restrição de despacho da energia gerada, que neste caso não foi considerada. A Figura 54 mostra a tela de entrada das perdas do sistema.

AC Losses
AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.
AC wiring %

Transformer Losses
The transformer loss model is intended for distribution or substation transformers in large PV systems. Losses apply to the electrical output of the inverter and assume a power factor of 1. The transformer capacity is equal to the total inverter AC power rating.
Transformer no load loss % Transformer load loss %

Transmission Losses
Transmission losses apply to the system generated power output.
Transmission loss %

Curtailment and Availability
Curtailment and availability losses reduce the system output to represent system outages or other events. Curtailment and availability losses may be applied either on the DC or AC side of the system.

DC Losses
Edit losses... Constant loss: 0.0 %
Hourly losses: None
Custom periods: None

AC Losses
Edit losses... Constant loss: 0.0 %
Hourly losses: None
Custom periods: None

Figura 54: Entrada de perdas no SAM devido ao cabeamento após o inversor, ao transformador, à transmissão e à disponibilidade.

Foi realizada uma simulação considerando estações meteorológicas em diferentes latitudes da bacia do Apodi-Mossoró. Como a variação de geração entre as simulações foi inferior a 1%, adotaram-se para fins de simplificação, os dados obtidos no município de Apodi como referência para toda a bacia.

O cálculo realizado pelo programa SAM para a estimativa da produção anual de energia para um determinado projeto fotovoltaico pode ser realizado de forma semelhante, a partir da Equação 7 a seguir:

$$E_p = N_{sp} \times P_{inst} \times \eta_{sist} \times 365 \quad \text{Equação 7}$$

Onde:

- E_p é a energia anual produzida pelo sistema fotovoltaico, em kWh;
- N_{sp} é a média anual do número de horas de sol pleno para cada dia do ano, em horas;
- η_{sist} é a eficiência global do sistema, adimensional.
- P_{inst} é a potência instalada do sistema, em kW.

O cálculo do rendimento do sistema $\eta_{sist.}$ é feito considerando as perdas observadas no sistema. Estas perdas são calculadas segundo a Equação 8:

$$\eta_{sist} = (1 - \sum perdas) \times (1 - D_{Módulos}) \quad \text{Equação 8}$$

Nesta equação $D_{Módulos}$ significa a degradação dos módulos, que neste caso foi de 1% no primeiro ano e 0,7% nos demais anos (JORDAN; KURTZ, 2012).

O somatório de perdas de um sistema considera: sombreamento, sujidade, reflexão, perdas por temperatura na célula, perdas do inversor, autoconsumo do inversor, incompatibilidade (*mismatch*), cabeamento AC e CC, conexões e diodos, perdas nominais no sistema e nos transformadores.

No caso do sistema simulado com 1 MWp para a UFVF, o somatório de perdas correspondeu a 32,614% e na UFVS a perda total foi de 37,419.

Em um sistema de geração, os principais indicadores de funcionamento de um sistema são relativos ao fator de capacidade, a produtividade de energia (*Yield*) e a relação de desempenho (*Performance Ratio*).

O fator de capacidade é a relação entre a energia que o sistema produz em um determinado período e a energia que ele produziria caso operasse em potência nominal durante o mesmo tempo analisado, funcionando 24 horas por dia (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016). A Equação 9 expressa o cálculo do fator de capacidade de um sistema.

$$FC = \frac{\int_0^t P(t)dt}{P_n \times t} = \frac{E_G}{P_n \times 24(h) \times n(dias)} \quad \text{Equação 9}$$

No Brasil, este fator encontra-se comumente entre 13% e 18% e sua variação depende da tecnologia de geração utilizada e disponibilidade do recurso solar (BENEDITO, 2009).

A produtividade energética (*Yield*) é a relação entre a energia gerada pelo sistema fotovoltaico, em kWh e a potência instalada em kWp, vinculada a um período de operação, geralmente anual, sendo expressa pela Equação 10 a seguir:

$$Y = \frac{\int_0^T P(t)dt}{P_n} \quad \text{Equação 10}$$

Sendo Y a produtividade energética (kWh/kWp); $P(t)$ é a potência entregue pelo sistema no instante t , em kW; P_n é a potência nominal do sistema, em kW_p.

Outro indicador da geração do sistema é a relação de desempenho (*Performance Ratio*) que representa a relação entre a produtividade (kWh/kWp) e a quantidade de horas de sol a 1000 W m⁻² incidente no painel fotovoltaico (SMA SOLAR TECHNOLOGY AG, 2015), sendo expressa pela Equação 11:

$$RD = \frac{Y}{H(t)/G_{ref}} \times 100\% \quad \text{Equação 11}$$

Onde RD é a relação de desempenho, em %, Y é a produtividade energética, em kWh/kWp; $H(t)$ é a irradiação no plano, em kWh m⁻²; G_{ref} é a irradiância em condições de referência, 1000 W m⁻².

A taxa de desempenho mede a qualidade de um sistema fotovoltaico e seu valor é influenciado pela temperatura de operação do módulo, a irradiação solar, a dissipação de energia, o sombreamento e a sujidade dos painéis, perdas do sistema, fatores de eficiência dos módulos e do inversor e orientação da instalação (SMA SOLAR TECHNOLOGY AG, 2015).

4.4.2 Potencial instalado em cada açude

Com a perspectiva dos três cenários, o potencial de geração elétrica da UFVF foi simulado para os 20 reservatórios da bacia Apodi-Mossoró, no Rio Grande do Norte. Esta bacia foi escolhida como estudo de caso e exemplo de projeto conceitual. Então, para cada cenário, a evaporação evitada em virtude da instalação de sistemas fotovoltaicos flutuantes sobre os reservatórios foi estimada.

Um dado importante para estimativas de geração de energia e análise econômica é a irradiação global média anual. Os dados da estação meteorológica Apodi foram utilizados como referência para todos os açudes nesta pesquisa, com o valor de 6,41 kWh / m² / dia de acordo com a base de dados NREL-NSRDB (*SAM*, 2018).

O potencial de instalação da UFVF em cada açude pode ser calculado pela P_{UFVF} em Z

Equação 12:

$$P_{UFVF} = \frac{A_{res} \times \%cob}{A_{1MW}} \quad P_{UFVF} \in \mathbb{Z} \quad \text{Equação 12}$$

Em que P_{UFVF} é o potencial de instalação da UFVF, em MW, A_{res} é a área do reservatório, $\%cob$ é o percentual de cobertura do açude e A_{1MW} é a área ocupada por 1 MW instalado da UFVF, que neste caso específico é de 10.501,68 m². A_{1MW} foi calculado da seguinte Equação 13:

$$A_{1MW} = \frac{(A_M \times M_{PF} + A_P) \times 10^6}{P_m} + A_I \quad \text{Equação 13}$$

Onde A_M é a área de um módulo fotovoltaico em um flutuante, dado em m², M_{PF} é o número de módulos por flutuante, A_I é a área do inversor central sobre um flutuante dado em m², e A_P é a área da passarela de manutenção, dado em m², P_m é a potência de um módulo fotovoltaico.

Após a simulação no *SAM* da energia gerada para um 1 MW da UFVF e para 1MW da UFVS foram levantados os potenciais de instalação em cada açude.

4.5 Metodologia para avaliação econômica e financeira

4.5.1 Custos das UFVF e UFVS

Os custos de instalação da UFVF foram estimados de duas formas: a partir do custo médio obtido no leilão A-4 de 2018 em que os valores declarados dos módulos fotovoltaicos correspondem a uma parcela do custo total do projeto, permitindo calcular o valor integral de investimento na UFVF baseando-se no peso atribuído por BYLANDER, (2018) aos módulos fotovoltaicos; e a segunda forma considerando que o preço da UFVF é em média, US\$ 0,10/Wp maior do que a UFVS e compará-lo ao valor apresentado pelo IRENA (2019).

As UFVFs possuem a capacidade de gerar mais energia do que as UFVSs em virtude da sua maior eficiência. No entanto, o custo de implantação deste sistema é mais elevado devido ao sistema de flutuadores e ancoramento (TIANGCO, 2018). Os custos do sistema fotovoltaico flutuante foram avaliados por Bylander (2018) e a comparação

da distribuição percentual típica entre uma UFVS e uma UFVF está expressa na Figura 55 abaixo:

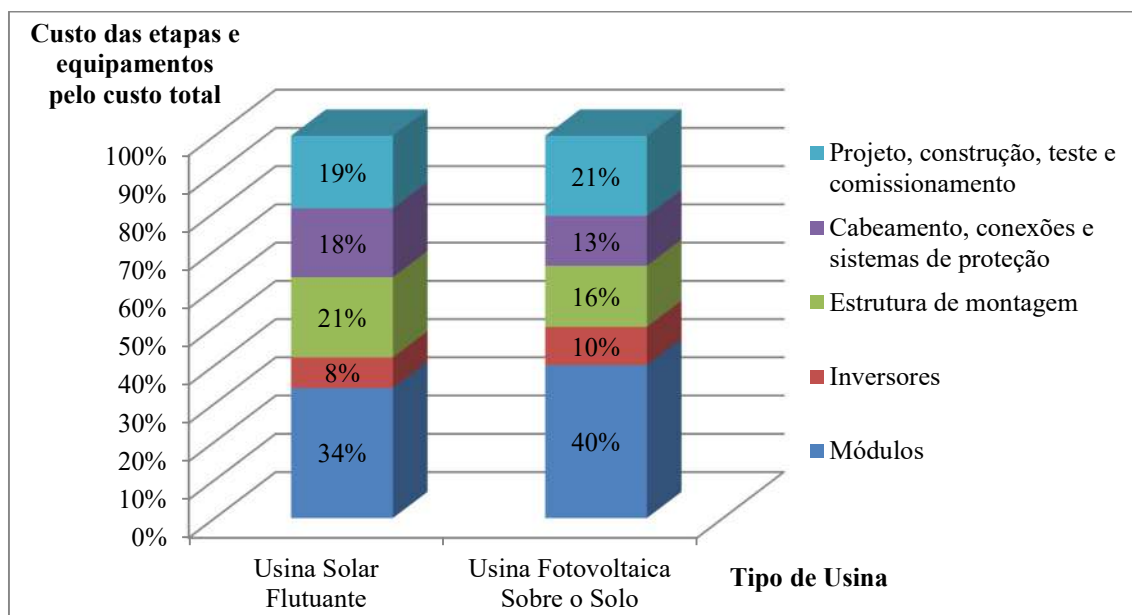


Figura 55: Distribuição percentual dos custos da UFVF e da UFVS (BYLANDER, 2018).

Em relação ao custo de investimento, as principais diferenças das UFVFs em relação às UFVSs são inerentes à estrutura flutuante, ancoramento e amarração (BYLANDER, 2018). Estes custos estão representados na Figura 55 com o nome “Estrutura de montagem”.

O relatório sobre sistemas fotovoltaicos centralizados negociados em leilão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi usado como a principal referência para configuração do sistema e estimativa de custos de sistemas fotovoltaicos anteriormente instalados na região. O custo dos módulos fotovoltaico dos empreendimentos no leilão A-4 de 2018 está exposto na Figura 56.

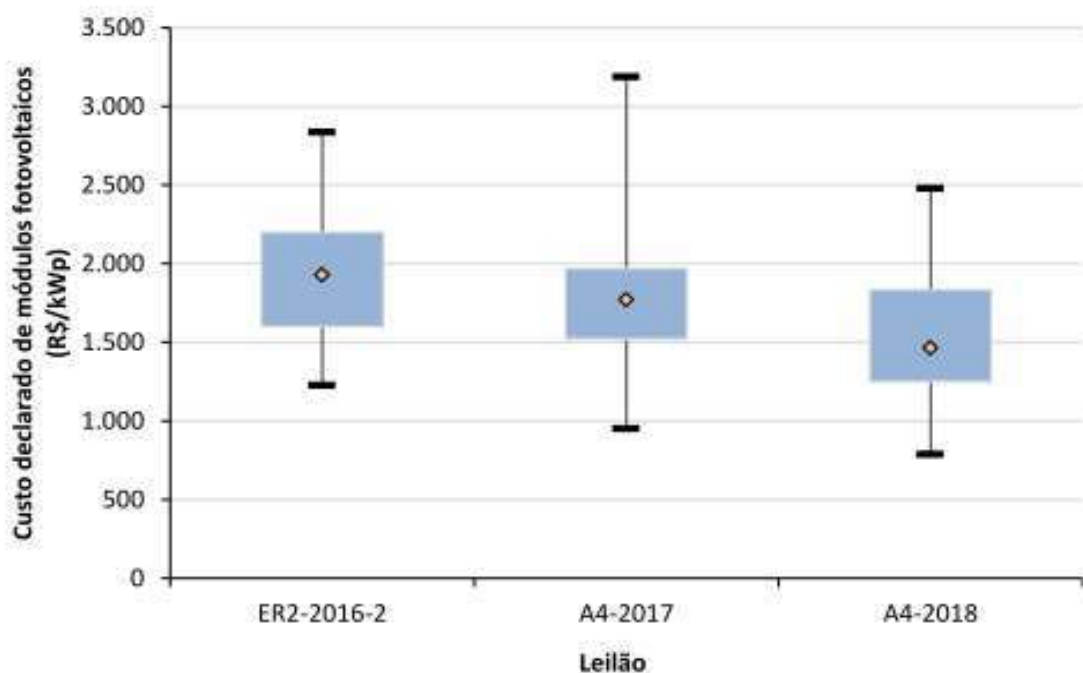


Figura 56: Variação nos custos declarados de módulos fotovoltaicos (MME; EPE, 2018).

A média de custo do módulo fotovoltaico observado no leilão de outubro de 2018 foi de R\$ 1500 kWp^{-1} (MME; EPE, 2018) ou US\$ 393,7 kWp^{-1} . Se considerarmos que o valor do módulo representa 34% do CAPEX total do projeto, como proposto por BYLANDER (2018) podemos chegar ao custo estimado de investimento no sistema completo de US\$ 1.158 kWp^{-1} instalado (Preço 1- UFVF).

Da mesma forma, considerando que os módulos fotovoltaicos representam 40% do custo da UFVS (BYLANDER, 2018) então, o custo total de investimento da UFVS é de US\$ 984,25 kWp^{-1} . Os custos de operação e manutenção (O&M) foram assumidos serem US\$ 10 kWp^{-1} para ambos os sistemas como adotado em NREL (2018a).

A segunda forma para a estimativa do custo de investimento em UFVF considera um estudo realizado pelo *Research Institute of Singapore* (SERIS) da *National University of Singapore* e publicado pelo *World Bank*, o custo de investimento em uma usina flutuante é superior em torno de US\$ 0,10 por Watt instalado em comparação a uma usina fotovoltaica instalada em terra (BYLANDER, 2018).

Os custos das usinas fotovoltaicas no mundo variam de acordo com o país, pois dependem de sua política de estímulo às fontes renováveis de energia, custo final de equipamentos, custo com mão-de-obra entre outros. O Relatório publicado em 2019 pelo *International Renewable Energy Agency* (IRENA) faz a comparação dos custos

médios de instalação e seus custos parciais de UFVS para 19 países, incluindo o Brasil que estão expostos na Figura 57.

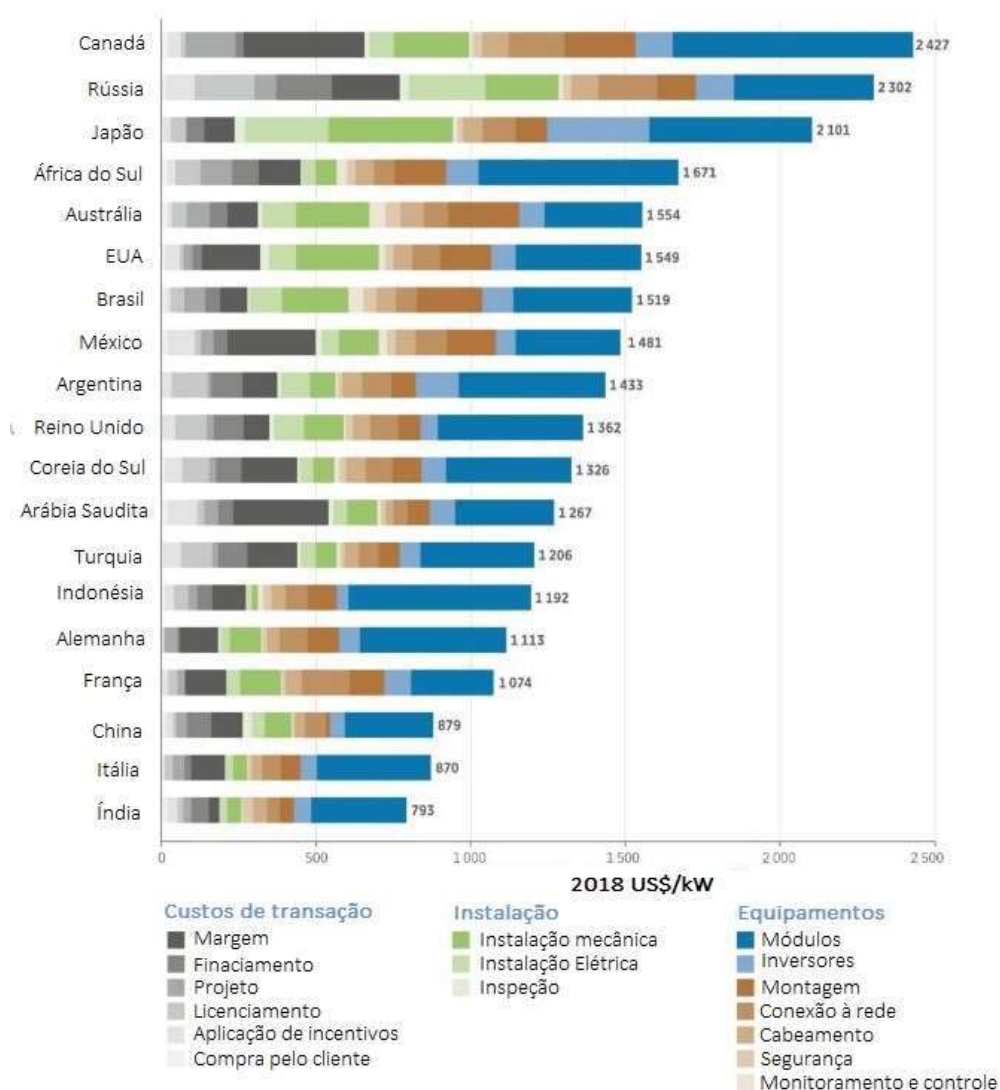


Figura 57: Custo para a instalação de sistemas fotovoltaicos no mundo (IRENA, 2019).

A média de instalação de uma UFVS estava em US\$ 1.519 kW⁻¹⁽⁴⁾ no Brasil em 2018 (IRENA, 2019). Esse valor em reais seria de R\$ 5.787,39 kWp⁻¹ instalado.

Então, considerando que o preço médio de instalação de UFVS no Brasil levantado pelo IRENA é de US\$ 1.519/kWp, então o custo da UFVF, calculado segundo o World Bank Group; ESMAP & SERIS (2018), seria de (US\$ 1.519 + US\$ 100)/kWp o que corresponde a US\$ 1.619/kWp instalado (Preço 2- UFVF).

O preço médio de venda da energia de UFVS no leilão A-4 de 2018 foi de R\$

⁽⁴⁾ Considerando o câmbio de 1 US\$ = R\$ 3,81, que corresponde ao valor do câmbio no dia 22 de Janeiro de 2019. (<http://www.ipeadata.gov.br>).

120,6 MWh⁻¹ (US\$ 31,65 MWh⁻¹) (ANEEL, 2018). Esse valor foi considerado como referência para comparação com o custo nivelado de energia (*LCOE*) calculado do sistema flutuante proposto nos resultados deste trabalho.

Para financiamento público, nas condições do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), a linha de financiamento FINEM⁵ foi considerada para o projeto (BNDES, 2019).

Os parâmetros financeiros foram selecionados para representar as condições locais reais enfrentadas pelos investidores. O resumo dos parâmetros financeiros está listado abaixo, na Tabela 8:

Tabela 8: Considerações para análise financeira do projeto da UFVF e cálculo do custo nivelado.

Período de análise	20	anos	(IFC/WBG, 2015; NREL, 2018b)
Taxa de inflação	3,7	% ano ⁻¹	(BCB, 2019)
Parcela da dívida	80	% do custo de capital	(BNDES, 2019b)
Taxa de juros nominal	6,5	%	(BCB, 2019)
Taxa de desconto	8	% ano ⁻¹	(FELDMAN; SCHWABE, 2018; NREL, 2018b)
Taxa de imposto efetiva	34	% ano ⁻¹	(TRADING ECONOMICS, 2019)
Taxa nominal de juros da construção	6,5	%	(BCB, 2019)

O período de 20 anos foi considerado como tempo mínimo de vida útil de um sistema fotovoltaico, no entanto, uma análise de sensibilidade variando o tempo de vida útil do projeto até 30 anos foi feita e assim, avaliado o custo nivelado da energia produzida para os diversos períodos.

A taxa de inflação adotada de 3,7% corresponde à média de inflação projetada pelo Banco Central do Brasil do ano de 2019 a 2022 (BCB, 2019a).

O limite da parcela da dívida financiável pelo BNDES na modalidade do Finem – Geração de energia é de 80% do valor do investimento (BNDES, 2019).

A taxa de juros nominal adotada no valor de 6,5% corresponde ao valor da taxa Selic em março de 2019 (BCB, 2019a).

⁵ FINEM - Financiamento nacional a empreendimentos é uma linha de crédito do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) disponibilizada diretamente ou por instituições financeiras intermediárias. O objetivo é disponibilizar financiamentos a partir de R\$ 10 milhões para expansão e modernização da infraestrutura de geração de energia a partir de fontes renováveis e termelétricas a gás natural no País (BNDES, 2019).

Segundo Feldman & Schwabe (2018), a taxa de desconto de um investimento fotovoltaico varia de 7% a 18%, com a mediana em 11%. No caso deste trabalho, foi adotada uma taxa de desconto correspondente a 8% para avaliação inicial do custo da energia. Posteriormente, uma análise de sensibilidade variando a taxa de desconto até 18% a.a. foi feita para comparação dos valores de *LCOE* das UFVFs e UFVSs propostas. A taxa de imposto efetiva foi obtida em Trading Economics (2019) e reflete a taxa real.

Na entrada de dados financeiros da simulação do *SAM* são inseridos valores do custo de capital, custos de operação e considerações de financiamento para cada cenário de preço para UFVF e UFVS. Para cada cenário o *SAM* calcula o custo nivelado da energia produzida (*LCOE*). Na Figura 58, Figura 59, Figura 60 e Figura 61 estão explicitas as entradas de custos e de financiamento da UFVS (preço 1), UFVS (preço 2), UFVF (preço 1) e UFVF (preço 2), respectivamente.

LCOE Calculator

The fixed-charge rate method of calculating the levelized cost of energy simplifies time-dependent calculations and is appropriate for market-level analysis such as for the NREL Annual Technology Baseline, or for very preliminary project analysis. The cash flow method of SAM's other financial models is more suitable for more detailed project analysis. See Help for details.

[NREL Annual Technology Baseline and Standard Scenarios website](#)

Capital and Operating Costs

System capacity: 1,000.11 kW

☐ Enter costs in \$ ☒ Enter costs in \$/kW

Capital cost: 53,455,000.00 / 984.25

Fixed operating cost (annual): 360,000.00 / 10.00

Variable operating cost: 0.0000 \$/kWh

Financial Assumptions

☐ Enter fixed charge rate ☒ Calculate fixed charge rate

Fixed charge rate (real): 0.098

Analysis period: 20 years

Inflation rate: 3.75 %/year

Internal rate of return (nominal): 8 %/year

Project term debt: 80 % of capital cost

Nominal debt interest rate: 6.5 %/year

Effective tax rate: 34 %/year

Depreciation schedule: [Edit...](#) % of capital cost

Annual cost during construction: [Edit...](#) % of capital cost

Nominal construction interest rate: 6.5 %/year

Fixed charge rate (FCR): 0.062

FCR = CRF + PFF + CFF (see below)

Reference Values

Capital recovery factor (CRF): 0.057

Project financing factor (PFF): 1.065

Construction financing factor (CFF): 1.021

LCOE = (FCR + CC + FOC) / Annual Energy + VOC

Capital cost (CC): 984,354.56 \$

Fixed operating cost (FOC): 10,001.06 \$

Variable operating cost (VOC): 0.00 \$/kWh

WACC (for reference only): 0.012

Figura 58: Dados para cálculo do *LCOE* de 1 MW da UFVS (preço 2).

LCOE Calculator

The fixed-charge rate method of calculating the levelized cost of energy simplifies time-dependent calculations and is appropriate for market-level analysis such as for the NREL Annual Technology Baseline, or for very preliminary project analysis. The cash flow method of SAM's other financial models is more suitable for more detailed project analysis. See Help for details.

[NREL Annual Technology Baseline and Standard Scenarios website](#)

Capital and Operating Costs

System capacity: 1,000.11 kW

☐ Enter costs in \$ ☒ Enter costs in \$/kW

Capital cost: 53,455,000.00 / 1,519.00

Fixed operating cost (annual): 360,000.00 / 10.00

Variable operating cost: 0.0000 \$/kWh

Financial Assumptions

☐ Enter fixed charge rate ☒ Calculate fixed charge rate

Fixed charge rate (real): 0.098

Analysis period: 20 years

Inflation rate: 3.75 %/year

Internal rate of return (nominal): 8 %/year

Project term debt: 80 % of capital cost

Nominal debt interest rate: 6.5 %/year

Effective tax rate: 34 %/year

Depreciation schedule: [Edit...](#) % of capital cost

Annual cost during construction: [Edit...](#) % of capital cost

Nominal construction interest rate: 6.5 %/year

Fixed charge rate (FCR): 0.062

FCR = CRF + PFF + CFF (see below)

Reference Values

Capital recovery factor (CRF): 0.057

Project financing factor (PFF): 1.065

Construction financing factor (CFF): 1.021

LCOE = (FCR + CC + FOC) / Annual Energy + VOC

Capital cost (CC): 1,519,161.38 \$

Fixed operating cost (FOC): 10,001.06 \$

Variable operating cost (VOC): 0.00 \$/kWh

WACC (for reference only): 0.012

Figura 59: Dados para cálculo do *LCOE* de 1 MW da UFVS (preço 2).

LCOE Calculator

The fixed-charge rate method of calculating the levelized cost of energy simplifies time-dependent calculations and is appropriate for market-level analysis such as for the NREL Annual Technology Baseline, or for very preliminary project analysis. The cash flow method of SAM's other financial models is more suitable for more detailed project analysis. See Help for details.

[NREL Annual Technology Baseline and Standard Scenarios website](#)

Capital and Operating Costs

System capacity kW

☐ Enter costs in \$ ☒ Enter costs in \$/kW

Capital cost

Fixed operating cost (annual)

Variable operating cost \$/kWh

Financial Assumptions

☐ Enter fixed charge rate ☒ Calculate fixed charge rate

Fixed charge rate (real) Analysis period years Fixed charge rate (FCR)

Inflation rate %/year FCR = CRF · PFF · CFF (see below)

Internal rate of return (nominal) %/year

Project term debt % of capital cost

Nominal debt interest rate %/year

Effective tax rate %/year

Depreciation schedule Edit... % of capital cost

Annual cost during construction Edit... % of capital cost

Nominal construction interest rate %/year

Reference Values

Capital recovery factor (CRF) Capital cost (CC) \$

Project financing factor (PFF) Fixed operating cost (FOC) \$

Construction financing factor (CFF) Variable operating cost (VOC) \$/kWh

LCOE = (FCR · CC + FOC) / Annual Energy + VOC WACC (for reference only)

Figura 60: Dados para cálculo do *LCOE* de 1 MW da UFVF (preço 1).

LCOE Calculator

The fixed-charge rate method of calculating the levelized cost of energy simplifies time-dependent calculations and is appropriate for market-level analysis such as for the NREL Annual Technology Baseline, or for very preliminary project analysis. The cash flow method of SAM's other financial models is more suitable for more detailed project analysis. See Help for details.

[NREL Annual Technology Baseline and Standard Scenarios website](#)

Capital and Operating Costs

System capacity kW

☐ Enter costs in \$ ☒ Enter costs in \$/kW

Capital cost

Fixed operating cost (annual)

Variable operating cost \$/kWh

Financial Assumptions

☐ Enter fixed charge rate ☒ Calculate fixed charge rate

Fixed charge rate (real) Analysis period years Fixed charge rate (FCR)

Inflation rate %/year FCR = CRF · PFF · CFF (see below)

Internal rate of return (nominal) %/year

Project term debt % of capital cost

Nominal debt interest rate %/year

Effective tax rate %/year

Depreciation schedule Edit... % of capital cost

Annual cost during construction Edit... % of capital cost

Nominal construction interest rate %/year

Reference Values

Capital recovery factor (CRF) Capital cost (CC) \$

Project financing factor (PFF) Fixed operating cost (FOC) \$

Construction financing factor (CFF) Variable operating cost (VOC) \$/kWh

LCOE = (FCR · CC + FOC) / Annual Energy + VOC WACC (for reference only)

Figura 61: Dados para cálculo do *LCOE* de 1MW da UFVF (preço 2).

A viabilidade econômica foi avaliada em três abordagens diferentes: a análise de energia, a análise da água e a análise *nexus*, combinando as duas. A análise de energia considerou os custos totais do investimento da UFVF, os custos de operação e manutenção e a receita proveniente da energia gerada durante a vida útil do projeto. Os preços de venda de energia foram assumidos calculando o *LCOE* real de cada usina fotovoltaica, com base nas premissas financeiras apresentadas na Tabela 8 e simuladas no *SAM*. A inflação de energia foi considerada 7,7%, que corresponde à média anual de inflação para o período entre 2008 e 2018 (ANEEL, 2019). A degradação do painel foi considerada 1% no primeiro ano e 0,7% nos outros anos (JORDAN; KURTZ, 2012). Considerou-se a substituição dos inversores no 15º ano, a um preço correspondente a 6% do custo total do investimento (TIANGCO, 2018b).

O valor presente líquido (VPL) foi calculado para os três cenários de cobrimento de reservatórios hipotéticos com a UFVF de 1 MWp na região do Apodi-Mossoró e comparado à uma UFVS de mesma potência na mesma região. O VPL representa o comparativo das receitas e despesas de todo período de vida útil do projeto trazidas a valor presente, sendo necessário assim, considerar uma taxa de desconto (GOBBO, 2018). A Equação 14 representa a lógica de cálculo do VPL.

$$VPL = -Investimento\ inicial + \frac{FC_1}{(1+i)^1} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+i)^n} \quad \text{Equação 14}$$

Em que FC é o fluxo de caixa, *i* é a taxa de desconto e *n* é o período de tempo, em anos. A taxa de desconto considerada para este projeto foi de 8% (Juros nominais).

A Taxa interna de retorno (TIR) representa a taxa que iguala o somatório dos fluxos de caixa a zero, sendo usada para avaliar o percentual de retorno de um projeto. Costuma-se comparar a TIR com a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) para decidir sobre a viabilidade do projeto. A TMA é a taxa de retorno real de um investimento sem risco, como é o caso de títulos do governo (GOBBO, 2018). Se considerarmos a taxa de juros nominal (tesouro SELIC) a 8% a.a. e a taxa de inflação de 3,75% a.a. então a TMA é de 4,25%. O cálculo da TIR está expresso na Equação 15 a seguir:

$$0 = VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \quad \text{Equação 15}$$

O i neste caso representa o período em anos que o projeto está previsto durar de vida-útil.

Um indicador importante usado para a avaliação de projetos é o *Payback* que representa o tempo para que os fluxos de caixa acumulados, provenientes da instalação do sistema fotovoltaico se igualem ao valor do investimento inicial, em anos. O *Payback* considera perdas na geração de energia e a depreciação dos módulos fotovoltaicos (GOBBO, 2018).

O cálculo do período de *payback* energético para o investimento na UFVF, considerando a receita obtida pela venda da energia gerada a partir da UFVF é feito segundo a Equação 16:

$$Payback_{energ} = \frac{\text{Custo total de instalação da UFVF}}{\text{Receita anual obtida pela UFVF}} \quad \text{Equação 16}$$

O *Payback* de um sistema é influenciado pelo custo de investimento de um empreendimento e pelo preço de venda da energia gerada. Por sua vez, o preço mínimo de venda da energia é considerado como o custo nivelado desta energia (*LCOE*). O custo nivelado pode ser calculado pela seguinte Equação 17:

$$LCOE = \frac{(FRC \times FFP \times FFC \times CC + CFO)}{E_{anual}} + CVO \quad \text{Equação 17}$$

Onde:

$LCOE$ = *Levelized Cost of Energy* (Custo Nivelado de Energia) (US\$/kWh);

FRC = fator de recuperação de capital (adimensional);

FFP = fator de financiamento do projeto (adimensional);

FFC = fator de financiamento da construção (adimensional);

CC = custo de capital (US\$);

CFO = Custo Fixo de operação (US\$);

CVO = Custo variável de operação (US\$).

O valor do *LCOE* é inversamente proporcional à energia gerada pelo sistema, ou seja, instalações com maior fator de capacidade representam um menor *LCOE*. Sistemas

que apresentam maior tempo de vida útil diluem o custo de investimento por um tempo maior e com isso ocasionam *LCOEs* inferiores. Por conta desta relação, foi feito um estudo de sensibilidade para avaliar o *LCOE* em relação a diferentes tempos de vida de projeto.

4.5.3 Custo do abastecimento de água

A análise considerou que a água não evaporada devido à instalação da UFVF representa um custo evitado com caminhões-pipa, uma opção comumente adotada pelos municípios da região para fornecer água à sua população. Isso pressupõe que os caminhões-pipa não seriam mais necessários devido à possibilidade de bombear água dos reservatórios diretamente para as cidades mais próximas. Além disso, outras alternativas de suprimento de água foram consideradas como a construção e manutenção de poços e de sistemas de dessalinização por osmose reversa. As despesas de infraestrutura para o abastecimento de água não evaporada não foram consideradas no escopo deste trabalho. O cálculo do custo da água evitado após a instalação da UFVF, em comparação a sistemas comumente adotados para suprir a população está expresso na Equação 18:

$$C_{EA} = V_{NE} \times P_{ACP} \quad \text{Equação 18}$$

Em que C_{EA} representa o custo evitado da água, em US\$; V_{NE} é o volume de água não evaporado e P_A é o preço da água do caminhão-pipa, dos poços e do sistema de dessalinização, em US\$ m⁻³.

Finalmente, a terceira análise de viabilidade combina o fluxo de caixa da análise da água com a análise energética.

A segunda avaliação econômica considera os custos com caminhões de água que foram evitados, levando em consideração a evaporação evitada estimada para os três cenários propostos de cobertura de barragens com a instalação de uma UFVF de 1 MW. O primeiro cenário cobre 19% da superfície do açude (média da área superficial do volume morto considerando todos os açudes da bacia de Apodi / Mossoró); o segundo, 50% de sua superfície; e o terceiro, 70% de sua superfície.

Portanto, o cálculo do *payback* da água deve considerar os custos de instalação de 1 MW UFVF, o volume de água não evaporada nos três cenários propostos e seus

respectivos custos por m³, além de comparar o último com o custo da água de caminhões-pipa na região. O cálculo do tempo de retorno do investimento considerando o *Payback* hídrico está demonstrado na Equação 19:

$$Payback_{h\acute{d}r} = \frac{\text{Custo total de instala\c{c}\~ao de 1 MW da UFVF}}{\frac{\text{Custo}}{\text{volume}} \text{ da \c{a}gua de caminh\~oes pipa} \times \text{volume anual de \c{a}gua n\~ao evaporada}} \quad \text{Equa\c{c}\~ao 19}$$

Devido a uma seca, a Defesa Civil do estado do Rio Grande do Norte forneceu caminhões-pipa de abastecimento de emergência para 100.000 pessoas em 2017. Era o equivalente a 106 milhões de litros de água, a um custo total de 7 milhões de reais (US\$ 1.837.270) (GOVERNO DO ESTADO DO RN, 2017). Usando esses valores, é possível calcular que o custo da água dos caminhões-pipa para o abastecimento da população foi de US\$ 17,33 por m³ de água.

Para obtenção dos custos para a água proveniente de caminhões-pipa, outras fontes além da apresentada foram pesquisadas em via online, licitações, contratos com fornecedores de prefeituras e de governos, além do site da Caixa Econômica Federal para custos com caminhões para obras civis. No entanto, as licitações não são aplicáveis no caso de contratos emergenciais para abastecimento e por isso não estão disponíveis, além disso, os custos do caminhão-pipa para obras civis são estipulados para as capitais dos estados e por isso não refletem o real valor no interior.

CAPÍTULO 5 – RESULTADOS

Este capítulo descreve os resultados quanto à estimativa de redução de evaporação nos açudes da bacia Apodi-Mossoró para os três cenários propostos. Também apresenta a simulação quanto ao potencial de produção de energia para os três cenários de cobertura dos açudes da região do Apodi-Mossoró. Ao final, apresenta os resultados da avaliação econômica e de viabilidade da instalação de UFVF nos açudes considerando o *payback* hídrico, o *payback* energético e o *payback* do *nexus* água-energia que reúne os dois fluxos de caixa; hídrico e energético.

5.1 Resultados quanto à redução da evaporação

Baseando-se na relação entre percentual de cobrimento e eficiência de redução de evaporação proposta por Assouline, Narkis & Or (2011), a Figura 62 mostra um gráfico traçado para reservatórios hipotéticos em que 1 MW da UFVF é instalada

ocupando de 5% a 100% da superfície dos reservatórios.

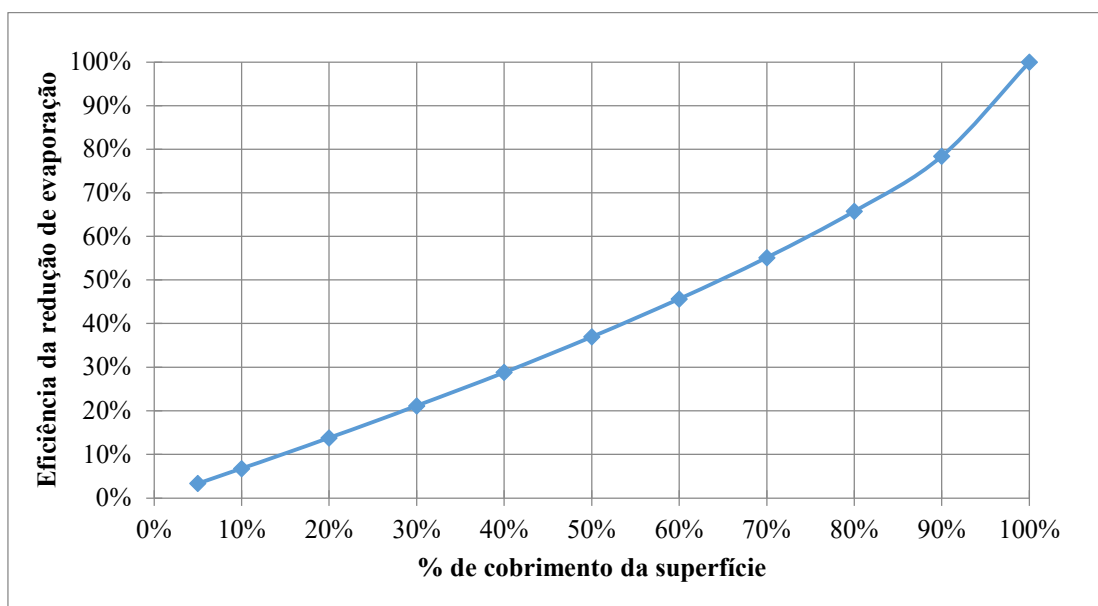


Figura 62: Eficiência na redução de evaporação função do cobrimento da superfície do reservatório para uma UFVF de 1 MW.

Para os cenários propostos da área de superfície coberta, os percentuais médios anuais de redução da evaporação são de 9,17%, 37% e 55,1% para o primeiro, segundo e terceiro cenários, respectivamente.

Os resultados das estimativas da evaporação evitada causada pela instalação de UFVF em 20 açudes na região semiárida são mostrados na Figura 63 (açudes com menos de 10 Mm³) e na Figura 64 (açudes com mais de 10 Mm³).

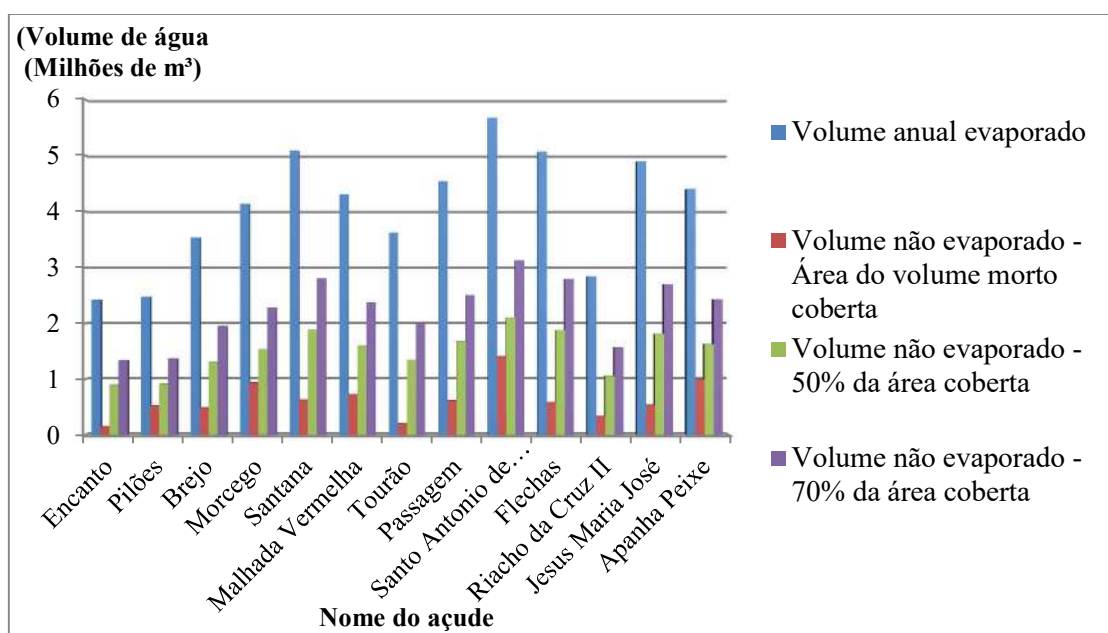


Figura 63: Volume anual evaporado e evitado para os três cenários, considerando reservatórios com capacidade até 10 Mm³.

A estimativa do volume total de água não evaporada em açudes com capacidade

inferior a 10 Mm³ na bacia de Apodi-Mossoró é de 8,1 Mm³ no cenário 1, representando uma redução de 15,3%, 19,6 Mm³ no cenário 2, representando 37% de redução e 29,3 Mm³ para o cenário 3, representando uma redução de 55,2%.

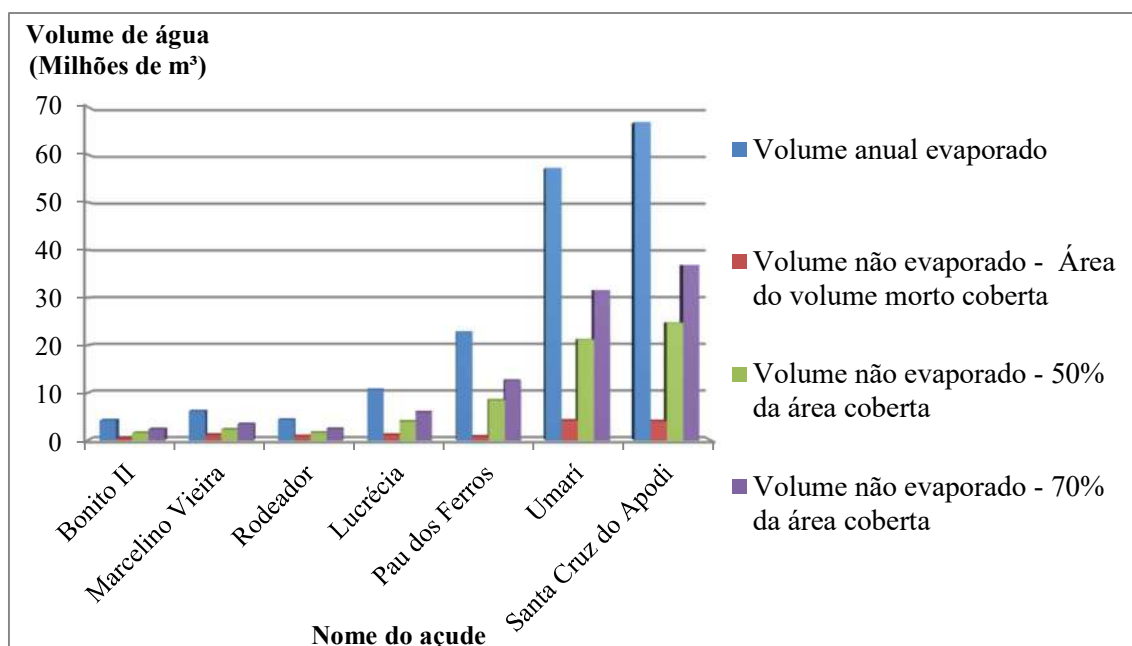


Figura 64: Volume anual evaporado e evitado para os três cenários, considerando reservatórios com capacidade maior de 10 Mm³.

A soma dos volumes da evaporação evitada para os açudes em Apodi-Mossoró com capacidade superior a 10 Mm³ é de 12,5 Mm³ para o cenário 1, representando 7,3% de redução; 63,7 Mm³ para o cenário 2, representando 15,3% de redução e 95 Mm³ para o cenário 3, representando 55,2% de redução.

Em suma, a instalação de uma UFVF em reservatórios da bacia Apodi-Mossoró economizaria aproximadamente de 21 Mm³ em um cenário em que a cobertura é igual à área superficial do açude ocupada pelo volume morto, 83 Mm³ em um cenário com 50% da superfície coberta e 124,3 Mm³ em um cenário com 70% da superfície do açude coberta.

De acordo com a Organização Mundial de Saúde, a necessidade diária de água por pessoa é de 50 a 100 litros por dia para beber, cozinhar, higiene pessoal, limpeza doméstica, lavar roupa, etc (ONU, 2011). Considerando um consumo de 100 litros pessoa⁻¹dia⁻¹, o potencial de água economizada pelas UFVFs poderia abastecer anualmente a população das cidades da bacia Apodi-Mossoró (211.916 pessoas) por aproximadamente 1 ano no cenário 1; 4 anos no cenário 2; e 6 anos no cenário 3.

Os açudes estudados no semiárido brasileiro apresentam taxa média de evaporação diária de 5,34 mm dia⁻¹, cerca de 20% inferior à taxa de evaporação estimada em um reservatório egípcio de 6500 km², que apresentou uma evaporação de 6,64 mm dia⁻¹ (HASSAN et al., 2017).

Os resultados mostram que em média, anualmente, 45,6% da capacidade volumétrica dos açudes da bacia Apodi-Mossoró é evaporada. Esse valor é semelhante ao encontrado por um estudo realizado na Austrália, no qual a perda anual de água por evaporação é estimada em 40% da capacidade volumétrica dos reservatórios (HELFER; LEMCKERT; ZHANG, 2012).

Esses valores de evaporação para cada país são tão relevantes que respondem por mais do que o consumo anual de residências e indústrias turcas (Gökbülak e Özhan, 2006) e representam 27% da demanda doméstica de dois milhões de habitantes (ALVAREZ et al., 2008b).

5.2 Resultados quanto à produção de energia

A simulação da geração de energia para uma UFVF típica de 1 MW localizada na bacia Apodi-Mossoró resultou em 1.669.980 kWh ano⁻¹, um fator de capacidade de 19,1% e uma relação de desempenho de 70%. Já no caso da UFVS de 1 MW na mesma região apresentou valores de geração, fator de capacidade e relação de desempenho de 1.590.640 kWh, 18,2% e 67%, respectivamente. A síntese dos resultados de desempenho das UFVFs e UFVS está disposta na Tabela 9.

Tabela 9: Energia gerada por 1 MW da UFVF em comparação com a UFVS.

Usina Solar Flutuante 1 MW	Valor	Usina FV Sobre o Solo 1 MW	Valor
Energia gerada (ano 1)	1.669.980 kWh	Energia gerada (ano 1)	1.590.640 kWh
Fator de capacidade (ano 1)	19,1%	Fator de capacidade (ano 1)	18,2%
Produtividade energética (ano 1)	1.670 kWh/kW	Produtividade energética (ano 1)	1.590 kWh/kW
Taxa de desempenho (ano 1)	70%	Taxa de desempenho (ano 1)	67%

Estes resultados são para o primeiro ano de funcionamento do sistema que costuma ser maior que os demais anos. Só no primeiro ano a degradação do painel é de 1% e nos anos subsequentes é de 0,7% da capacidade de geração. Na média, a geração anual de energia nos 20 anos de 1.567 MWh MWp⁻¹ para a UFVF e 1.493 MWh MWp⁻¹. As gerações médias mensais para os 20 anos das UFVFs e UFVS considerados estão

expostas nas Figura 65 e Figura 66.

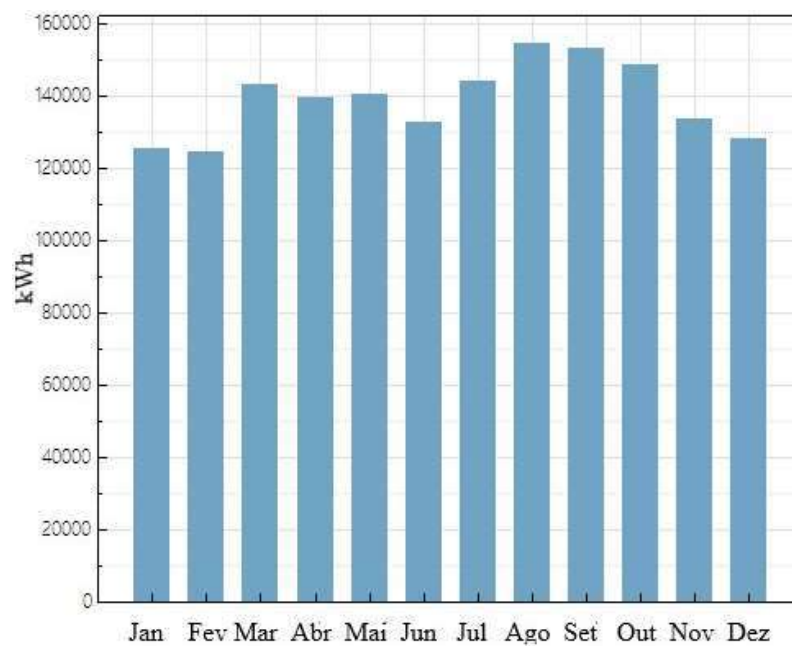


Figura 65: Produção média mensal de energia da UFVF.

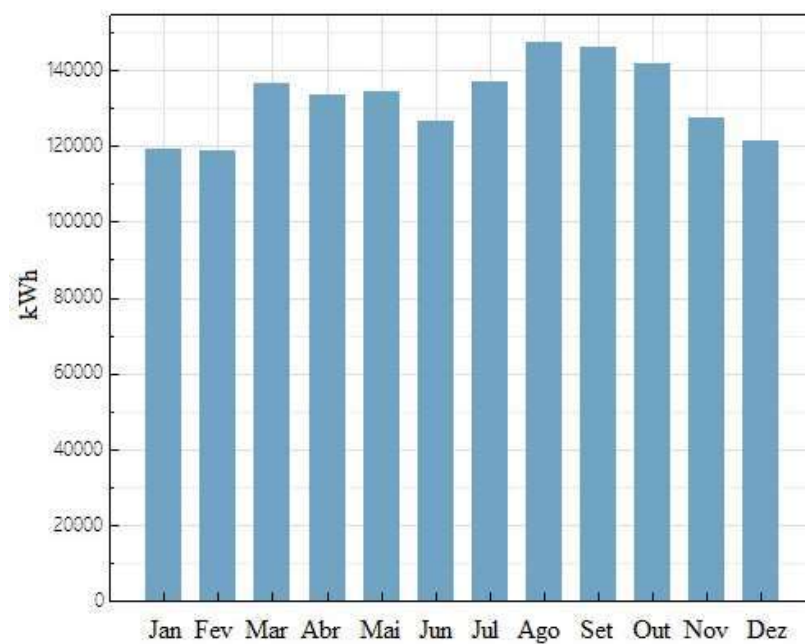


Figura 66: Produção média mensal de energia da UFVS.

Os resultados para a capacidade de energia e o potencial energético anual para cada cenário de área coberta dos açudes são expressos na Tabela 10. Estes resultados consideraram que os componentes do sistema são idênticos aos anteriormente descritos acima para o sistema de 1 MW.

Tabela 10: Áreas cobertas, capacidades instaladas e energia gerada pelas UFVFs anualmente para os três cenários propostos.

Nº do açude	Área do volume morto (ha)	Capacidade Potencial instalada (MW)	Energia anual gerada (GWh)	50% da área instalada (ha)	Capacidade Potencial instalada (MW)	Energia anual gerada (GWh)	70% da área instalada (ha)	Capacidade Potencial instalada (MW)	Energia anual gerada (GWh)
1	10,87	10	15,67	61,89	58	90,89	86,65	82	128,49
2	38,04	36	56,41	63,25	60	94,02	88,55	84	131,63
3	28,56	27	42,31	72,63	69	108,12	101,68	96	150,43
4	30,66	29	45,44	90,34	85	133,20	126,47	120	188,04
5	27,44	26	40,74	92,58	88	137,90	129,61	123	192,74
6	42,01	39	61,11	105,70	100	156,70	147,97	140	219,38
7	38,70	36	56,41	108,28	103	161,40	151,59	144	225,65
8	70,59	67	104,99	110,00	104	162,97	154,00	146	228,78
9	59,24	56	87,75	110,33	105	164,54	154,46	147	230,35
10	37,50	35	54,85	112,50	107	167,67	157,50	149	233,48
11	55,74	53	83,05	116,02	110	172,37	162,42	154	241,32
12	39,88	37	57,98	125,11	119	186,47	175,15	166	260,12
13	82,63	78	122,23	129,50	123	192,74	181,30	172	269,52
14	21,67	20	31,34	130,00	123	192,74	182,00	173	271,09
15	81,48	77	120,66	144,93	137	214,68	202,90	193	302,43
16	109,33	104	162,97	157,06	149	233,48	219,88	209	327,50
17	84,81	80	125,36	272,11	258	404,29	380,95	362	567,25
18	59,28	56	87,75	582,68	554	868,12	815,75	776	1.215,99
19	312,20	297	465,40	1461,34	1.390	2.178,13	2045,87	1.947	3.050,95
20	304,00	289	452,86	1706,68	1.624	2.544,81	2389,35	2.274	3.563,36
Total	1.535	1.452	2.275	5.753	5.466	8.565	8.054	7.657	11.999

Considerando que a média de consumo residencial do Rio Grande do Norte é de 142,5 kWh/mês (EPE, 2018), a energia potencial gerada pelas UFVFs na bacia poderia suprir 1.330.409 residências no cenário 1; 5.008.772 residências no cenário 2 e; 7.016.959 residências no cenário 3. O Rio Grande do Norte atualmente possui 1.236.063 unidades consumidoras residenciais. Ou seja, com a instalação das UFVFs apenas sobre volume o morto dos açudes da Bacia do Apodi-Mossoró, seria capaz de abastecer todas as residências do Estado.

Utilizando este mesmo método para analisar a relação ao atendimento das residências brasileiras, considerando que o consumo residencial médio é de 158 kWh mês⁻¹ (EPE, 2018), os seguintes potenciais de suprimento de energia de acordo com os cenários expostos pela Tabela 11.

Tabela 11: Suprimento potencial residencial de energia no Brasil para os três cenários propostos.

Potencial de suprimento	Residência ano ⁻¹
Cenário 1	1.199.895
Cenário 2	4.517.405
Cenário 3	6.328.586

5.3 Resultados quanto à avaliação econômica

Os custos das usinas fotovoltaicas no mundo variam de acordo com o país, pois dependem de sua política de estímulo às fontes renováveis de energia, custos finais de equipamentos, custos com mão-de-obra, entre outros. A Figura 67 mostra os custos médios das UFVFs vendidas em leilões desde 2014 a 2018 em cinco países em que grandes UFVF foram instaladas.

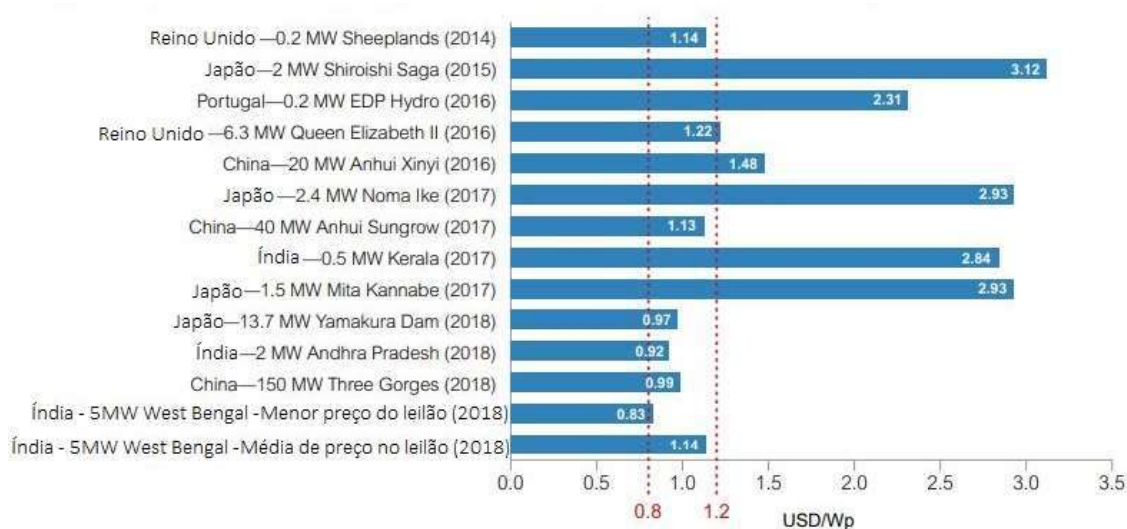


Figura 67: Custo de investimento em UFVF de 2014 a 2018 apurado em leilões pelo mundo (WORLD BANK GROUP; ESMAP; SERIS, 2018).

O custo médio de instalação das UFVFs para o ano de 2018, que reúne cinco empreendimentos no Japão, Índia e China está em US\$ 0,97/Wp instalado ou US\$ 970 kWp⁻¹ (WORLD BANK GROUP; ESMAP; SERIS, 2018). Este valor médio de instalação é inferior aos adotados para o caso brasileiro neste trabalho, sendo o primeiro US\$ 1158 kWp⁻¹ (19% maior) e o segundo US\$ 1619 kWp⁻¹ (67% maior).

A comparação do custo das UFVFs com outras tecnologias de redução de evaporação, nivelados pelo custo por área e pela vida-útil pode ser usado como indicador de viabilidade quando observado somente a questão hídrica. A Tabela 12 expressa a comparação dos custos de investimento, vida útil e nivela as tecnologias por custo anual por área.

Tabela 12: Comparação do CAPEX por área das diversas tecnologias de redução da evaporação.

Tecnologia de Redução de Evaporação	CAPEX (US\$ m⁻²)	Vida-útil (anos)	Custo/área/vida-útil (US\$ m⁻² ano⁻¹)	Referência
Aquacaps	18,7	5	3,74	(BALDWIN, 2010)
Quit Evap	6 a 8	5 a 10	0,60 a 1,60	(BIG DITCH, 2019)
Hex Dome	4,5 a 8	25	0,25	(BIG DITCH, 2019)
Evap Mat	3,5	30	0,12	(BIG DITCH, 2019)
E-vap Cap	20	20	1,00	(BIG DITCH, 2019)
Shade Balls	3,6	10	0,36	(DAIGNEAU, 2015)
Raftex	16	10	1,60	(BIG DITCH, 2019)
UFVF	110 a 154	20 a 30	3,67 a 7,70	Estimado*

*Estimado a partir de valores obtidos em (BYLANDER, 2018; IRENA, 2019)

É possível observar que quando a UFVF é considerada somente para evitar a evaporação, outras tecnologias aparentam ser mais economicamente viáveis, visto que apresentam um menor custo anual por área. No entanto, para que essa afirmativa seja real, seria preciso comparar também a eficiência de redução da evaporação de todas estas tecnologias e chegar a uma conclusão de custo por m³ de evaporação evitada. Por sua vez, a eficiência de redução na evaporação depende de como o experimento é desenvolvido em determinada localidade. Um experimento interessante e mais confiável poderia ser desenvolvido em um só local com diversos reservatórios padronizados. Neste experimento a mesma área de cobertura seria usada dos reservatórios cada qual com uma determinada tecnologia de redução de evaporação e um dos reservatórios ficaria descoberto, sendo usado para controle.

Para uma UFVF de 1 MW os resultados são apresentados na Tabela 13 onde são expressos os custos por m³ de água para os diferentes percentuais de cobertura dos açudes e compara esses custos com o custo da água dos caminhões-pipa.

Tabela 13: Cenários de cobertura do reservatório e suas respectivas eficiências de prevenção de evaporação e custo evitado de US\$ 17,33 m³ para a água do caminhão-pipa.

Área de 1 MWp da UFVF (m ²)	% de área coberta	Área hipotética do açude (m ²)	Volume evaporado sem UFVF (m ³ ano ⁻¹)	Eficiência de prevenção da evaporação	Volume não evaporado (m ³ ano ⁻¹)	Custo anual evitado com caminhão-pipa (US\$)
10512	5%	210240	411440	3,4%	13832	239700,96
10512	10%	105120	205720	6,8%	13954	241823,30
10512	19,4%	55326	108274	13,5%	14190	245912,70
10512	20%	52560	102860	13,8%	14218	246396,69
10512	30%	35040	68573	21,2%	14512	251491,61
10512	40%	26280	51430	28,9%	14844	257242,78
10512	50%	21024	41144	37,0%	15225	263847,38
10512	60%	17520	34287	45,7%	15673	271612,88
10512	70%	15017	29389	55,2%	16218	281064,01
10512	80%	13140	25715	65,8%	16921	293233,66
10512	90%	11680	22858	78,5%	17933	310782,44
10512	100%	10512	20572	100,0%	20572	356512,48

Os custos do investimento foram de US\$ 1.317/kW baseado em (TIANGCO, 2018a).

Considerando o fluxo de caixa em 20 anos de 1 MW, a UFVF precisaria cobrir 97% da área total do açude, para que o volume de evaporação evitado chegasse a 19.956 m³ e o custo por m³ de água não evaporada se igualasse ao custo do caminhão-pipa. Na maioria dos casos, essa cobertura superficial não seria possível devido à irregularidade nas formas e profundidades da barragem. A irregularidade no tamanho dos açudes e represas pode levar a dificuldades na exploração de todo o potencial do UFVF. Assim, a melhor configuração para a cobertura superficial da área do açude depende de uma análise detalhada de cada reservatório, levando em consideração características como profundidade, localização e tamanho. Além disso, é necessário avaliar os impactos ambientais na fauna e flora aquáticas que possam resultar da implementação da UFVF.

O valor de US\$ 17,33 calculado e adotado para o m³ de água proveniente de caminhão-pipa é superior ao encontrado por Campos & Pinheiro (2005) para o município de Quixeramobim, no Ceará, também pertencente ao semiárido. O valor de R\$ 15,84 por m³ de água foi atualizado pelo IPCA⁶ para a data de janeiro de 2020, sendo o valor final de US\$ 4,16 m⁻³ de água (CAMPOS; PINHEIRO, 2005). Caso esse

⁶ A atualização do valor monetário pelo IPCA foi feito utilizando o site <https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php> do IBGE.

valor de US\$ 4,16 m⁻³ de água fosse adotado por este trabalho como valor de referência para o caminhão-pipa, o custo anual evitado com caminhão-pipa para os diversos cenários seria os expressos na Tabela 14.

Tabela 14: Cenários de cobertura do reservatório e suas respectivas eficiências de prevenção de evaporação e custo evitado de US\$ 4,16 m⁻³ para a água do caminhão-pipa.

Área de 1 MWp da UFVF (m ²)	% de área coberta	Área hipotética do açude (m ²)	Volume evaporado sem UFVF (m ³ ano ⁻¹)	Eficiência de prevenção da evaporação	Volume não evaporado (m ³ ano ⁻¹)	Custo anual evitado com caminhão-pipa (US\$)
10512	5%	210240	411440	3,4%	13832	57539,29
10512	10%	105120	205720	6,8%	13954	58048,76
10512	19,4%	55326	108274	13,5%	14190	59030,40
10512	20%	52560	102860	13,8%	14218	59146,58
10512	30%	35040	68573	21,2%	14512	60369,60
10512	40%	26280	51430	28,9%	14844	61750,14
10512	50%	21024	41144	37,0%	15225	63335,55
10512	60%	17520	34287	45,7%	15673	65199,63
10512	70%	15017	29389	55,2%	16218	67468,34
10512	80%	13140	25715	65,8%	16921	70389,62
10512	90%	11680	22858	78,5%	17933	74602,13
10512	100%	10512	20572	100,0%	20572	85579,45

O resultado do custo anual evitado, considerando o valor de US\$ 4,16 m⁻³ de água proveniente do caminhão- pipa seria uma de US\$ 59.030,40 por ano para o cenário 1, US\$ 63.335,55 para o cenário 2 e US\$ 67.468,34 para o cenário 3.

Outra fonte de água poderia ser considerada para termos de comparação econômica como é o caso da água proveniente da construção de poços, também utilizados no semiárido. Em um estudo econômico de fontes de água para abastecimento da população no semiárido do Ceará, foi calculado o valor do m³ de água, atualizado pelo IPCA para janeiro de 2020, proveniente da construção e manutenção de poços, que foi de R\$ 6,03 m⁻³ ou US\$ 1,58 m⁻³ (SALES et al., 2017). Neste caso o resultado do custo anual evitado com caminhão-pipa está expresso na Tabela 15.

Tabela 15: Cenários de cobertura do reservatório e suas respectivas eficiências de prevenção de evaporação e custo evitado de US\$ 1,58 m⁻³ para a água advinda de poços, baseado em Sales et al. (2017).

Área de 1 MWp da UFVF (m ²)	% de área coberta	Área hipotética do açude (m ²)	Volume evaporado sem UFVF (m ³ ano ⁻¹)	Eficiência de prevenção da evaporação	Volume não evaporado (m ³ ano ⁻¹)	Custo anual evitado da construção e manutenção de poços (US\$)
10512	5%	210240	411440	3,4%	13832	21853,87
10512	10%	105120	205720	6,8%	13954	22047,36
10512	19,4%	55326	108274	13,5%	14190	22420,20
10512	20%	52560	102860	13,8%	14218	22464,33
10512	30%	35040	68573	21,2%	14512	22928,84
10512	40%	26280	51430	28,9%	14844	23453,18
10512	50%	21024	41144	37,0%	15225	24055,33
10512	60%	17520	34287	45,7%	15673	24763,32
10512	70%	15017	29389	55,2%	16218	25624,99
10512	80%	13140	25715	65,8%	16921	26734,52
10512	90%	11680	22858	78,5%	17933	28334,46
10512	100%	10512	20572	100,0%	20572	32503,73

O resultado do custo anual evitado, considerando o valor de US\$ 1,58 m⁻³ de água proveniente de poços seria de US\$ 22.420,20 por ano para o cenário 1, US\$ 24.055,33 para o cenário 2 e US\$ 25.624,99 para o cenário 3.

Neste mesmo trabalho, Sales et al. (2017) calculam a tarifa para o m³ de água advinda de um investimento em um sistema de dessalinização por osmose reversa, a uma taxa de desconto de 6% ao ano, tendo como resultado, atualizado para janeiro de 2020, o valor de R\$ 29,95 m⁻³ ou US\$ 7,86 m⁻³ de água (SALES et al., 2017). O resultado do custo anual evitado para a água advinda de sistemas de dessalinização está expresso na Tabela 16.

Tabela 16: Cenários de cobertura do reservatório e suas respectivas eficiências de prevenção de evaporação e custo evitado de US\$ 7,86 m⁻³ para a água advinda de dessalinização, baseado em Sales et al. (2017).

Área de 1 MWp da UFVF (m ²)	% de área coberta	Área hipotética do açude (m ²)	Volume evaporado sem UFVF (m ³ ano ⁻¹)	Eficiência de prevenção da evaporação	Volume não evaporado (m ³ ano ⁻¹)	Custo anual evitado com sistemas de dessalinização (US\$)
10512	5%	210240	411440	3,4%	13832	108716,07
10512	10%	105120	205720	6,8%	13954	109678,66
10512	19,4%	55326	108274	13,5%	14190	111533,40
10512	20%	52560	102860	13,8%	14218	111752,91
10512	30%	35040	68573	21,2%	14512	114063,71
10512	40%	26280	51430	28,9%	14844	116672,14
10512	50%	21024	41144	37,0%	15225	119667,65
10512	60%	17520	34287	45,7%	15673	123189,69
10512	70%	15017	29389	55,2%	16218	127476,23
10512	80%	13140	25715	65,8%	16921	132995,76
10512	90%	11680	22858	78,5%	17933	140954,99
10512	100%	10512	20572	100,0%	20572	161695,79

O resultado, considerando o valor de US\$ 7,86 m⁻³ de água proveniente da dessalinização por osmose reversa, seria uma economia anual de US\$ 111.533,40 por ano para o cenário 1, US\$ 119.667,65 para o cenário 2 e US\$ 127.476,23 para o cenário 3.

A última análise econômica considera o investimento em UFVF e combina o fluxo de caixa obtido da geração de energia com o custo evitado por não utilizar o serviço de caminhão-pipa. A Tabela 17 apresenta a análise econômica para os três cenários de UFVF e a UFVS.

Tabela 17: Viabilidade econômica para os três cenários de UFVF e a UFVS.

Fonte de água	Cenário	Valor Presente Líquido (VPL)*			Taxa Interna de Retorno (TIR)			Payback (anos)		
		Energia	Água	Nexus	Energia	Água	Nexus	Energia	Água	Nexus
Caminhão-pipa (US\$17,33 m ⁻³)	1	224259	1611317	2687518	10,26%	25,4%	40,8%	10	4	3
	2	224259	1822324	2867185	10,26%	28,0%	43,8%	10	4	3
	3	224259	2024972	3039734	10,26%	30,6%	46,8%	10	4	3
Caminhão-pipa (US\$4,16 m ⁻³)	1	224259	-587181	815551	10,26%	Inviável	16,4%	10	>20	7
	2	224259	-536529	858683	10,26%	Inviável	16,9%	10	>20	7
	3	224259	-487884	900102	10,26%	Inviável	17,3%	10	>20	7
Poços (construção e manutenção)	1	224259	-1017866	448837	10,26%	Inviável	12,6%	10	>20	9
	2	224259	-998628	465218	10,26%	Inviável	12,7%	10	>20	9
	3	224259	-980152	480950	10,26%	Inviável	12,9%	10	>20	9
Dessalinização Osmose Reversa	1	224259	30469	1341467	10,26%	6,4%	22,3%	10	11	5
	2	224259	126171	1422955	10,26%	7,6%	23,3%	10	10	5
	3	224259	218081	1501214	10,26%	8,8%	24,3%	10	9	5
-	UFVS	210545	-	-	10,50%	-	-	10	-	-

*O VPL foi calculado a uma taxa de 8% para energia e 6% para água e 8% para o Nexus.

Sob a ótica da energia, considerados apenas os ganhos provenientes da venda de energia, tanto a UFVF como a UFVS se mostraram viáveis com TIRs maiores do que a taxa mínima de atratividade de 4,25% (demonstrada no item 4.5.1 desta tese) e tempo de retorno dos empreendimentos, o *payback*, é de 10 anos para todos os cenários de cobrimento dos reservatórios e para a UFVS.

No caso de considerar a implantação das UFVFs apenas sob a ótica hídrica, para economia com caminhões-pipas, ao custo de US\$ 17,33 m⁻³, o *payback* cai para 4 anos. Já se for considerada a água proveniente de caminhões-pipa a um custo de US\$ 4,16 m⁻³, o VPL e a TIR se tornam negativos e o tempo de retorno excede 20 anos. A opção de UFVF para apenas economia de água ao invés da implantação de poços também se mostrou uma alternativa inviável. No entanto, a implantação de UFVF ainda é uma opção melhor, sob o ponto de vista econômico, quando comparada ao uso da tecnologia de dessalinização por osmose reversa, apresentando VPL positiva, TIR acima da taxa mínima de atratividade e tempo de retorno de 11, 10 e 9 anos para os cenários 1, 2 e 3 respectivamente.

Mas a melhor resposta quanto à viabilidade do projeto está quando considerados os fluxos de caixa provenientes da venda da energia gerada somados à economia ocasionada pela redução da contratação de caminhões-pipas, ou da construção de poços ou da construção e manutenção de sistemas de dessalinização por osmose reversa. Neste caso, todos os VPLs se mostraram positivos, as TIRs são atrativas e o tempo do *payback* cai para 3 anos, no caso da economia com caminhões-pipas, ao custo de US\$ 17,33 m⁻³ de água; 7 anos, no caso da economia com caminhões-pipas, ao custo de US\$ 4,16 m⁻³ de água; 9 anos, ao se considerar como alternativa à construção de poços e; 5 anos, considerando como alternativa ao sistema de dessalinização. Portanto, as UFVFs são capazes de apresentar uma viabilidade econômica bem maior quando comparadas às UFVS convencionais por proporcionarem um ganho duplo com a geração de energia e economia com água.

O valor da energia fotovoltaica vendida no leilão A-4/2018 foi de R\$ 117,80 MWh⁻¹ a R\$ 118,40 MWh⁻¹ e o preço médio atualizado pelo IPCA para agosto de 2018 foi de R\$ 120,6 MWh⁻¹ (MME; EPE, 2018). Este preço médio de venda da energia fotovoltaica no leilão convertido para dólar seria de US\$ 33,04 MWh⁻¹. O valor nivelado da energia simulado no *SAM* para uma UFVF foi de US\$ 48,80 MWh⁻¹, ou seja, 47,7%

mais cara do que a média de venda de energia no leilão. Os empreendimentos que concorreram no ano de 2018 no leilão apresentavam uma especificidade: o rastreamento do sol em um eixo, o que aumentou o fator de capacidade do sistema, diminuindo o custo nivelado da energia.

O “*PV Lifetime Project*” iniciado em 2016 e conduzido pela Universidade da Flórida Central em parceria com os Laboratórios Nacionais Sandia, no Novo México e o Laboratório Nacional de Energia Renovável, no Colorado tem como objetivo medir a degradação dos módulos e sistemas fotovoltaicos ao longo do tempo para diferentes tecnologias (STEIN et al., 2018). Alguns resultados parciais obtidos neste *PV Lifetime Project*, demonstram a relação do período de vida e a degradação de um sistema fotovoltaico com o *LCOE*. A Figura 68 explicita estes resultados:

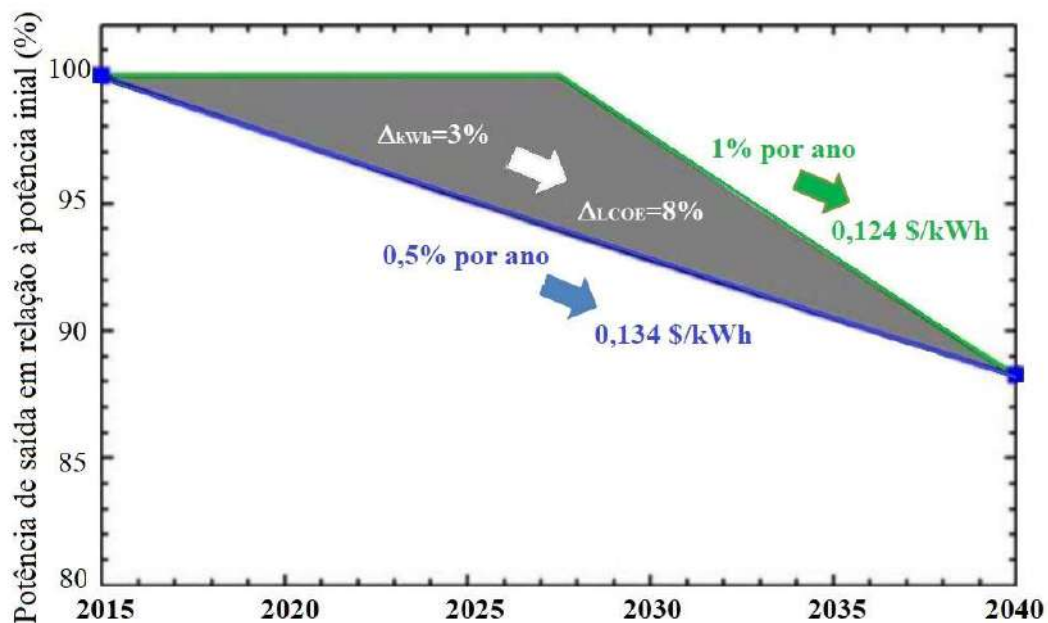


Figura 68: Tempo de vida e taxa de degradação afetando o *LCOE* (STEIN et al., 2018).

O tempo de 20 anos para a vida-útil (SONG; CHOI, 2016) de um sistema fotovoltaico é considerado conservador, visto que, um sistema pode durar mais de 30 anos segundo vendedores e fabricantes de módulos solares (FERRONI; HOPKIRK, 2016). Temiz & Javani (2019), Lamei, Van Der Zaag & Von Münch (2008) adotarem o valor de 25 anos de duração para uma usina solar flutuante. Realizando uma análise de sensibilidade do *LCOE* em relação ao tempo de vida-útil obtivemos o seguinte resultado expresso na Tabela 18.

Tabela 18: *LCOE* em relação a diferentes tempos de vida-útil dos sistemas

Anos de vida-útil	<i>LCOE</i> (¢\$/kWh)			
	UFVF (preço 1)	UFVF (preço 2)	UFVS (preço 1)	UFVS (Preço 2)
20	4,88	6,58	4,45	6,52
21	4,70	6,33	4,29	6,27
22	4,53	6,10	4,14	6,05
23	4,39	5,89	4,01	5,84
24	4,25	5,70	3,89	5,66
25	4,12	5,53	3,77	5,48
26	4,01	5,37	3,67	5,32
27	3,90	5,22	3,57	5,18
28	3,80	5,08	3,49	5,04
29	3,71	4,95	3,40	4,91
30	3,62	4,83	3,33	4,79

Os *LCOEs* obtidos para 20 anos de vida-útil de projeto foram 58%, 113%, 44% e 111% superiores ao preço de leilão de 3,17 ¢\$/kWh (MME; EPE, 2018) considerando os cenários de investimento para a UFVF (preço 1), UFVF (preço 2), UFVS (preço 1) e UFVS (preço 2), respectivamente.

A Figura 69 mostra graficamente a redução percentual dos *LCOEs* variando os anos de vida-útil dos sistemas fotovoltaicos.

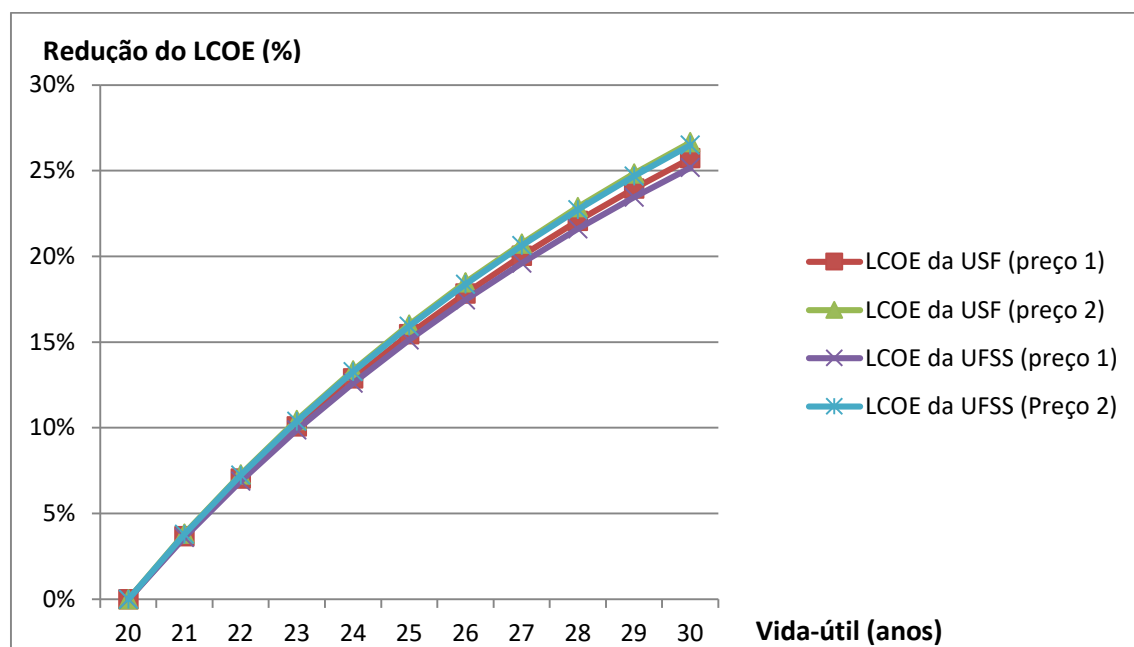


Figura 69: Redução dos custos nivelados da energia em relação à vida-útil do sistema

Mesmo considerando os cenários de 25 e 30 anos de vida útil dos sistemas fotovoltaicos, os valores de *LCOE* obtidos no resultado são superiores ao preço de venda da energia negociado no leilão. Isto ocorre por uma prática adotada nos últimos

anos pelos geradores das UFVSSs. Os leilões são realizados para a venda da energia das UFVSSs no mercado regulado. Atualmente, as empresas têm feito como prática a venda de uma quantidade menor de energia em leilões, abaixo do preço do custo de operação dessa planta solar, garantindo assim receita para o investimento na usina, enquanto isso, grande parte da energia gerada tem sido vendida no mercado de curto prazo com preços negociados por valores que pagam os custos de instalação e ainda remuneram com margens de lucro, em geral, mais atraentes para os geradores. Por isso, os valores da energia negociada no leilão não necessariamente refletem a realidade do LCOE das plantas fotovoltaicas.

Para a realização da análise econômica do empreendimento de UFVFs, foram consideradas taxas de desconto praticadas no mercado, desta forma, um resultado cuja a taxa interna de retorno apresente-se superior à taxa mínima de atratividade aplicada no mercado, sinalizaria que o empreendimento seria atrativo para investidores privados e desta forma, parcerias público-privadas poderiam ser um caminho para a implantação dessa solução, cujo benefício da mitigação da evaporação poderia ser entregue à população em forma de água bombeada e tratada em troca da exploração do açude para a geração de energia pela empresa interessada.

A taxa interna de retorno das UFVFs foi de 10,26%, com resultados superiores à taxa mínima de atratividade de 4,26% estipulada. No entanto, esse alto valor deve-se à adoção de uma taxa de desconto de 8% para o empreendimento energético, resultando em um custo nivelado da energia (LCOE) superior à média encontrada no leilão de energia nova para UFVSSs. Tendo em vista que se trata de um empreendimento com retornos sociais importantes, a adoção de taxas sociais de retorno poderia ser considerada.

Considerando que a taxa de desconto pode influenciar na viabilidade do empreendimento, outra análise de sensibilidade foi realizada para estimativa dos *LCOEs*. A taxa de desconto (valor nominal) variou de 8% a 18% ao ano como proposto por Feldman & Schwabe (2018). Por se tratar de um empreendimento de grande impacto social, também foram acrescentadas taxas sociais de desconto com valores de 3% a 7%. A seguir a Tabela 19 compara os custos nivelados da energia (LCOEs) para as UFVFs e UFVSSs.

Tabela 19: Resultado da análise de sensibilidade variando a taxa de desconto.

Taxa de desconto (%a.a.)	LCOE (US\$)			
	UFVF (Preço 1)	UFVF (Preço 2)	UFVS (Preço 1)	UFVS (Preço 2)
3	4,44	5,96	4,05	5,91
4	4,52	6,08	4,13	6,03
5	4,61	6,21	4,21	6,15
6	4,70	6,33	4,29	6,27
7	4,79	6,46	4,37	6,40
8	4,88	6,58	4,45	6,52
9	4,97	6,71	4,53	6,65
10	5,06	6,84	4,61	6,78
11	5,16	6,97	4,70	6,91
12	5,25	7,11	4,78	7,04
13	5,35	7,24	4,87	7,17
14	5,45	7,38	4,96	7,31
15	5,55	7,52	5,04	7,44
16	5,65	7,66	5,13	7,58
17	5,75	7,80	5,22	7,72
18	5,85	7,94	5,32	7,86

Mesmo com a adoção de taxas sociais de desconto para o empreendimento, este empreendimento não apresentaria o LCOE inferior ao preço de venda apresentado no leilão de energia fotovoltaica com o valor médio de 3,09 ¢\$/kWh. No entanto, por se tratar de uma tecnologia de aplicação recente, os custos do sistema flutuante tendem a decrescer ao longo do tempo. Outra oportunidade de redução de custos é a produção nacional de flutuantes com moldes nacionais e incentivos à produção interna, visto que o país apresenta grande potencial de aplicação desta tecnologia por apresentar diversos corpos d'água em regiões de alta insolação e com necessidade de redução da taxa de evaporação.

Outras estratégias podem ser usadas para que haja uma redução no custo nivelado da energia vendida como é o caso das políticas de incentivo.

Algumas políticas de incentivo às energias renováveis tem sido implementadas a fim de viabilizar projetos de energias renováveis (TCU, 2019). Estas mesmas políticas poderiam ser usadas para as UFVFs. A seguir, a reunião das principais leis nacionais de incentivo às energias renováveis (TCU, 2019):

- i. Lei 10.848/2004 - Leilões para contratação de energia de novos empreendimentos de geração;

- ii. Lei 10.438/2002 - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa) -incentivos para o desenvolvimento das fontes biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e eólica;
- iii. Lei 9.427/1996 - Desconto na transmissão e na distribuição para energia incentivada (empreendimentos hidrelétricos, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada);
- iv. Resolução Aneel 482/2012 - Sistema de compensação de energia elétrica aplicável a unidades consumidoras com micro ou minigeração distribuída;
- v. Portaria MME 65/2018 - Possibilidade de contratação de geração distribuída pelas empresas distribuidoras de energia;
- vi. Lei 11.484/2007 - Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores (PADIS) - incentivos fiscais federais que se aplica à instalação e operação das fontes renováveis;
- vii. Lei 11.488/2007 - Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) - incentivos fiscais federais que se aplica à instalação e operação das fontes renováveis;
- viii. Convênio ICMS 16/2015 (Confaz), Convênio ICMS 10/2014 (Confaz) - Isenções fiscais estaduais do imposto de circulação de mercadoria e serviços para incentivo à injeção de energia na rede e para a aquisição de componentes para a operação da energia solar e eólica;
- ix. Lei 12.431/2011 Decreto 8.874/2016 - Isenção no imposto de renda no caso de debêntures emitidas;
- x. FINAME, FINEM, INOVA ENERGIA - Linhas de financiamento especiais para a instalação de equipamentos de fontes renováveis estabelecidas por instituições financeiras públicas, como a Caixa Econômica Federal, o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social e Banco do Nordeste do Brasil;
- xi. Lei 12.114/2009 e Decreto 7.343/2010 - Fundo Nacional sobre Mudança do Clima para financiamento de projetos de energias renováveis relacionadas às medidas de adaptação e mitigação para as mudanças climáticas.

Outra modalidade que poderia equalizar o preço de venda da energia ao custo nivelado da energia advinda da UFVF seria a venda de energia diretamente às indústrias

e empresas em negociações bilaterais no ambiente de contratação livre (ACL). Diferentemente do ambiente de contratação regulado (ACR), em que a venda da energia se dá por leilões, o ACL permite a comercialização de energia por contratos bilaterais entre os geradores e consumidores livres ou outros agentes comercializadores de energia elétrica (BRASIL - CASA CIVIL, 2004).

Não obstante, para que as UFVFs se tornem mais atrativas economicamente, outros modelos de plantas fotovoltaicas flutuantes devem ser avaliados e experimentos devem ser conduzidos para observação dos resultados reais obtidos na região do semiárido.

CAPÍTULO 6- CONCLUSÃO

Esta tese destaca o uso de UFVFs na região semiárida brasileira como um mecanismo inovador para evitar a evaporação da água em açudes e barragens, além de propor a utilização das UFVFs como ativo governamental para ganhos de receita com a venda de energia e ainda, redução das despesas com água proveniente de caminhões-pipa, construção de poços e sistemas de dessalinização. Três abordagens técnico-econômicas foram consideradas: a primeira em relação à água, a segunda em relação à energia e a terceira relacionando ambas.

A primeira conclusão é sobre o impacto relevante da instalação das UFVFs na taxa de evaporação dos açudes. A evaporação média na bacia de Apodi-Mossoró é de 5,34 mm dia⁻¹ e representa anualmente 45,6% da capacidade dos açudes estudados da região. Cobrir aproximadamente 20% da superfície dos açudes da bacia com as UFVFs poderia representar o aumento da resiliência nas cidades semiáridas brasileiras durante os períodos de seca, economizando a água equivalente a 1 ano de consumo da população da bacia.

Algumas das limitações apresentadas neste estudo são: a inexistência de estações meteorológicas em todas as cidades analisadas e o posterior uso da cidade de Apodi como valor de referência para precipitação e evaporação; a adoção da estrutura de custos proposta por Bylander (2018) considerando que a mesma porcentagem de custos poderia ser aplicada para projetos brasileiros de UFVF; a avaliação econômica ponderando apenas o fluxo de caixa obtido pela energia gerada e pelo custo evitado do caminhão-pipa de água, sem comparação com outras tecnologias para evitar a evaporação nos reservatórios; não considerando na avaliação econômica o gasto

energético por distribuição, tratamento e bombeamento de água do reservatório para a cidade.

Conforme declarado na seção de introdução, dados da Agência Nacional de Águas (ANA) mostram que a região apresenta a maior parte de sua qualidade de água conhecida nos reservatórios como salobra. Com base nesses dados, a eletricidade gerada por uma UFVF local poderia ser um importante insumo de suprimento de energia para sistemas de dessalinização. Além disso, esta tecnologia tem um grande potencial para reduzir a evaporação e, conseqüentemente, evitar o crescimento da concentração de sal na água. A energia elétrica gerada poderia ser utilizada também pelas prefeituras para provimento da iluminação pública, como fonte de bombeamento e tratamento de água do subsolo e como facilitadora da instalação de empreendimentos na região fomentando o desenvolvimento econômico e melhoria da qualidade de vida da população atendida.

Outros estudos no mundo mostram que cobrir o reservatório com uma UFVF afeta diretamente a velocidade do vento próximo à superfície do reservatório, a irradiação incidente, a temperatura da água e, conseqüentemente, a taxa de evaporação. Para comprovação desses efeitos e medição da intensidade na região semiárida do Brasil, pesquisas adicionais devem realizar uma análise experimental para coletar dados e medir o impacto de uma instalação de UFVF na região e os resultados comparados com os obtidos neste trabalho.

O custo da água não evaporada depende da cobertura da superfície do reservatório pela UFVF. Quanto maior o percentual de área coberta pela UFVF em relação à área total do reservatório, menor o custo por volume de água obtido por evaporação evitada. Quando os fluxos de caixa do sistema de geração de energia e da redução de custo com alternativas de suprimento de água são considerados juntos, o tempo de retorno é reduzido em até um terço, considerando o preço do caminhão pipa contratado emergencialmente na época de seca, e o projeto se torna economicamente mais atraente e viável. Portanto, novas abordagens para avaliar o nexo entre as demandas de água e energia são essenciais para otimizar a alocação de recursos.

Reduzir a demanda de água por caminhões-pipa emergenciais nos cenários 1, 2, 3 de cobertura da superfície nos açudes da bacia de Apodi-Mossoró representaria uma redução nas despesas anuais do governo de 13,38%, 14,36% e 15,3%, respectivamente.

Os custos de cada m³ de água para os cenários 1, 2 e 3 foram de US\$ 5,25, US\$ 4,89 e US\$ 4,59. Ou seja, quanto maior a porcentagem de cobertura, menor o custo da água. A instalação da UFVF mostrou-se economicamente viável, mesmo para o percentual de cobertura de 5% do reservatório, onde o custo da água não evaporada é de US\$ 5,39 por m³, ou seja, uma redução de quase 70% em relação ao custo da água proveniente dos caminhões-pipa emergenciais.

O custo nivelado de energia (*LCOE*) da UFVF é 53% superior ao preço do leilão de 3,17¢/kWh (MME; EPE, 2018) e 9,7% superior ao custo simulado do sistema fotovoltaico sobre o solo.

A venda de energia gerada pela UFVF em leilões é apenas uma possibilidade. A energia também pode ser vendida no ambiente de contratação livre (ACL), onde o valor obtido do *LCOE* da energia proveniente da UFVF estaria mais de acordo com os preços praticados.

Não houve diferença entre tempo de retorno de energia da UFVF e UFVS, ambos sendo 10 anos. No entanto, ao considerar o investimento na UFVF para evitar o custo da água dos caminhões-pipa emergenciais, o retorno é de apenas 4 anos. Considerando o fluxo de caixa do investimento da UFVF e as receitas geradas pela venda de energia e o custo evitado da água, o retorno é de 3 anos.

No caso de se considerar as UFVFs como alternativa de suprimento de água à construção e manutenção de dessalinizadores, o retorno fica em 11, 10 e 9 anos para os cenários 1, 2 e 3, respectivamente. E se forem considerados os ganhos com energia e água, o *payback* cai para 5 anos.

Quando considerados os custos para obtenção de água pelo caminhão-pipa a US\$ 4,16 m⁻³ ou por meio da construção de poços, a instalação da UFVF apenas como alternativa de obtenção de água não é viável, no entanto para o Nexus água e energia, o *payback* é apenas de 7 anos no caso do caminhão-pipa e 9 anos para os poços.

Essa redução nos custos da água e os ganhos econômicos e sociais na produção de energia com a instalação da UFVF podem ser uma solução particularmente relevante para os formuladores de políticas. Outras avaliações técnicas, econômicas, sociais e ambientais são necessárias para avaliar outras implicações da instalação das UFVFs, bem como comparações com outras tecnologias para evitar a evaporação levando em conta também a eficiência na redução da evaporação que cada tecnologia pode proporcionar.

Trabalhos futuros deverão ser desenvolvidos a fim de aumentar o conhecimento sobre as aplicações das UFVFs. Os trabalhos sugeridos são: a avaliação dos impactos ambientais na fauna e flora de reservatórios na parte inferior à UFVF; impactos na emissão de gases de efeito estufa devido à implantação de UFVF; a instalação de UFVFs em reservatórios de pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) e como a hibridização pode atuar no funcionamento da geração hidráulica; quais os melhores corpos d'água para a instalação de UFVFs considerando a possibilidade de conflitos do uso da água; desenvolvimento de modelos brasileiros de flutuantes fotovoltaicas que otimizem a geração de energia para diversas latitudes.

REFERÊNCIAS

- ABID, M. et al. Prospects of floating photovoltaic technology and its implementation in Central and South Asian Countries. **International Journal of Environmental Science and Technology**, v. 16, n. 3, p. 1755–1762, 2019.
- AL-HASSOUN, S. A.; MOHAMMED, T. A.; NURDIN, J. . Evaporation reduction from impounding reservoirs in arid areas using palm leaves. **J. Eng. Appl. Sci.**, v. 4, p. 247–250, 2009.
- ALVAREZ, M. V. et al. Regional assessment of evaporation from agricultural irrigation reservoirs in a semiarid climate. **Agricultural Water Management**, v. 95, n. 9, p. 1056–1066, 1 set. 2008a.
- ALVAREZ, M. V. et al. Regional assessment of evaporation from agricultural irrigation reservoirs in a semiarid climate. **Agricultural Water Management**, v. 95, n. 9, p. 1056–1066, 1 set. 2008b.
- ALVAREZ, V. M. et al. Efficiency of shading materials in reducing evaporation from free water surfaces. **Agricultural Water Management**, v. 84, n. 3, p. 229–239, 16 ago. 2006.
- AMELIA, A. R. et al. Investigation of the effect temperature on photovoltaic (PV) panel output performance. **International Journal on Advanced Science, Engineering and Information Technology**, v. 6, n. 5, p. 682–688, 2016.
- ANEEL. **Leilão de geração “A-4” termina com deságio de 59,07% - Sala de Imprensa - ANEEL**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/leilao-de-geracao-a-4-termina-com-desagio-de-59-07-/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 2 abr. 2019.
- ANEEL. **Relatórios do Sistema de Apoio a Decisão**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>>. Acesso em: 8 mar. 2019.
- ARAUJO, A. J. N.; RANK, N. I.; BUENO, T. B. D. A. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba**. [s.l.] Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016.
- ARAÚJO, S. M. S. A região semiárida do nordeste do Brasil: Questões Ambientais e Possibilidades de uso Sustentável dos Recursos. **Revista Rios Eletrônica**, v. 5, n. 5, p. 89–98, 2011.
- ASSOULINE, S.; NARKIS, K.; OR, D. Evaporation suppression from water reservoirs: Efficiency considerations of partial covers. **Water Resources Research**, v. 47, n. 7, p. 1–8, 2011.
- AZAMI, S.; VAHDATY, M.; TORABI, F. Theoretical analysis of reservoir-based floating photovoltaic plant for 15-khordad dam in Delijan. **Energy Equipment and Systems**, v. 5, n. 2, p. 211–218, 2017.

AZMI, M. S. M. et al. **Study on electrical power output of floating photovoltaic and conventional photovoltaic**. AIP Conference Proceedings. **Anais...**2013

BABU, P. S. et al. Reduction of Evaporative Losses from Tropical Reservoirs using an Environmentally Safe Organic Monolayer. **Singapore International Water Week**, n. January, p. 12, 2010.

BAHAIDARAH, H. et al. Performance evaluation of a PV (photovoltaic) module by back surface water cooling for hot climatic conditions. **Energy**, v. 59, p. 445–453, 2013.

BALDWIN, H. Assessment of Floating Hard Covers on Large Water Storages Urban Water Security Research Alliance Technical Report No . 27. n. 27, 2010.

BARNES, G. T. The effects of monolayers on the evaporation of liquids. **Adv. Colloid Interface Sci.**, v. 25, p. 89–200, 1986.

BCB. **Relatório de Mercado**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/content/focus/focus/R20190329.pdf>>. Acesso em: 3 jan. 2019.

BENEDITO, R. DA SILVA. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. [s.l.] USP, 2009.

BENGOCHEA, J. M. et al. **Evaluación de las pérdidas de agua de riego en el Campo de Dalías, Almería**. Symposium sobre el agua en Andalucía. **Anais...**Córdoba: 1991a

BENGOCHEA, J. M. . et al. **Evaluación de las pérdidas de agua de riego en el Campo de Dalías, Almería**. Symposium sobre el agua en Andalucía. **Anais...**Córdoba: 1991b

BIG DITCH. **Evaporation management**. Austrália: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.bigditch.com.au/evaporation-control/>>. Acesso em: 6 ago. 2019.

BNDES. **Finem - Geração de energia**. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-energia>>. Acesso em: 20 jan. 2020.

BRASIL-MME. **Hidrelétrica Balbina inicia projeto com flutuadores para gerar energia solar**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/hidreletrica-balbina-inicia-projeto-com-flutuadores-para-gerar-energia-solar>. Acesso em: 2 abr. 2019.

BRASIL - CASA CIVIL. **DECRETO Nº 5.163 DE 30 DE JULHO DE 2004**Brasil, 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163compilado.htm>

BRUTSAERT, W. H. Evaporation into the atmosphere: theory, history and applications. **Dordrecht: D. Reidel**, p. 299, 1982.

BURSTON, I. **Conservation of water from open storages by minimising**

evaporation, 2002.

BYLANDER, J. Crunching the numbers on integrated care. **Pv-tech**, v. 37, n. 9, p. 46–51, 2018.

CAMPOS, J. N. B. No Semiárido : Ideias , Pensadores E Períodos. v. 28, n. 82, p. 65–88, 2014.

CAMPOS, R.; PINHEIRO, J. Análise de custo de dessalinização de água em comunidades rurais cearenses. p. 604–625, 2005.

CARON, J. R.; LITTMANN, B. Direct monitoring of energy lost due to soiling on first solar modules in California. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 3, n. 1, p. 336–340, 2013.

CAZZANIGA, R. et al. Floating photovoltaic plants: Performance analysis and design solutions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, p. 12, 2017.

CHOI, Y.-K.; LEE, N.-H.; KIM, K.-J. **Empirical Research on the efficiency of Floating PV systems compared with Overland PV Systems**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://pdfs.semanticscholar.org/a389/10b49973d099603974c24cd55f43a8b0f64c.pdf>> . Acesso em: 2 abr. 2019.

CHOI, Y. K. A study on power generation analysis of floating PV system considering environmental impact. **International Journal of Software Engineering and its Applications**, v. 8, n. 1, p. 75–84, 2014.

CHOI, Y.; SONG, J. Sustainable development of abandoned mine areas using renewable energy systems: A case study of the photovoltaic potential assessment at the tailings dam of abandoned Sangdong mine, Korea. **Sustainability**, v. 8, n. 1320, p. 12, 2016.

CIEL & TERRE. **Hydrelío®: the floating PV made simple – Ciel et Terre**. Disponível em: <<https://www.ciel-et-terre.net/hydrelío-floating-solar-technology/hydrelío-products/>>. Acesso em: 1 ago. 2019.

CIEL ET TERRE. **Floating PV and customized anchoring solutions**. Disponível em: <<https://www.ciel-et-terre.net/hydrelío-floating-solar-technology/anchoring-systems/>>. Acesso em: 5 jan. 2020.

CIRILO, J. A.; MONTENEGRO, S. M. G. L.; CAMPOS, J. N. B. A questão da água no semiárido brasileiro. In: BICUDO, C.E. DE M; TUNDISI, J.G.; SCHEUENSTUHL, M. C. B. (Ed.). . **Águas do Brasil análises estratégicas**. 1. ed. São Paulo: [s.n.]. p. 81–91.

CLARKE, D. C. **Reducing evaporation losses from farm dams**. Disponível em: <<https://ramblingsdc.net/Australia/EvapReduc.html>>. Acesso em: 6 ago. 2019.

COSTA, L.; KROPP, J. P. Linking components of vulnerability in theoretic frameworks and case studies. **Sustainability Science**, v. 8, n. 1, p. 1–9, 14 jan. 2013.

CRAIG, I. et al. **Controlling Evaporation Loss from Water Storages**. Toowoomba,

Austrália: [s.n.]. Disponível em: <<https://core.ac.uk/download/pdf/11036431.pdf>>.

CRAIG, I. et al. **Controlling Evaporation Loss from Water Storages Rural Water Use Efficiency Initiative Queensland Department of Natural Resources and Mines.** [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://core.ac.uk/download/pdf/11036431.pdf>>. Acesso em: 2 abr. 2019b.

CRAIG, I. P. **Loss of storage due to evaporation- a literature review**NCEA Publication. Queensland, Austrália: [s.n.].

CURTARELLI, M. P. et al. **Estimativa da taxa de evaporação em um reservatório tropical a partir de dados orbitais obtidos pelo sensor MODIS.** (INPE, Ed.)XVI Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto - SBSR. **Anais...**Foz do Iguaçu: 2013Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=bdmep/bdmep>>

DA SILVA, G. D. P.; BRANCO, D. A. C. Is floating photovoltaic better than conventional photovoltaic? Assessing environmental impacts. **Impact Assessment and Project Appraisal** ISSN:, v. 36, n. 5, p. 390–400, 2018.

DAIGNEAU, E. **L.A. Says Goodbye to ‘Shade Balls’.** Disponível em: <<https://www.governing.com/topics/transportation-infrastructure/gov-shade-balls-water-quality.html>>. Acesso em: 11 nov. 2019.

DNV KEMA. **SUNdy , a floating solar field concept**Arnhem, Países Baixos, 2019. Disponível em: <www.dnvkema.com/SUNdy>

DO PORTAL DO GOVERNO. **São Paulo abriga primeira usina solar flutuante do Brasil | Governo do Estado de São Paulo.** Disponível em: <<http://www.saopaulo.sp.gov.br/spnoticias/ultimas-noticias/sao-paulo-abriga-primeira-usina-solar-flutuante-do-brasil/>>. Acesso em: 3 out. 2018.

EIA. **Solar plants typically install more panel capacity relative to their inverter capacity - Today in Energy - U.S. Energy Information Administration (EIA).** Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35372>>. Acesso em: 28 mar. 2019.

ENQUIP. **Bird Balls form a floating cover.** Disponível em: <<http://www.enquip.com/BirdBalls.html>>. Acesso em: 9 maio. 2019.

EPE. **2018 Statistical Yearbook - 2017 Baseline.** Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2018vf.pdf>>. Acesso em: 2 nov. 2018.

EXTENSION. **Water Features: Conserving Water – Water Conservation for Lawn and Landscape.** Disponível em: <<https://landscape-water-conservation.extension.org/2019/07/water-features-conserving-water/>>. Acesso em: 19 set. 2019.

FARFAN, J.; BREYER, C. Combining floating solar photovoltaic power plants and hydropower reservoirs: A virtual battery of great global potential. **Energy Procedia**, v. 155, p. 403–411, 2018.

FELDMAN, D.; SCHWABE, P. **Terms, Trends, and Insights on PV Project Finance in the United States**, 2018. Denver: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72037.pdf>>. Acesso em: 24 jan. 2019.

FERRER-GISBERT, C. et al. A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs. **Renewable Energy**, v. 60, p. 63–70, 2013.

FERRONI, F.; HOPKIRK, R. J. Energy Return on Energy Invested (ERoEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation. **Energy Policy**, v. 94, p. 336–344, 1 jul. 2016.

FRAAS, L. et al. Solar PV carousel trackers for building flat rooftops: Three case studies. **39th ASES National Solar Conference 2010, SOLAR 2010**, v. 1, p. 576–596, 2010.

FÜSSEL, H. **Vulnerability to climate change and poverty. In: Climate change, justice and sustainability**. Dordrecht: [s.n.].

GALDINO, M. A. E.; OLIVIERI, M. M. DE A. Some Remarks about the Deployment of Floating PV Systems in Brazil. **Journal of Electrical Engineering**, v. 5, n. 1, p. 10–19, 2017.

GAMA, D. C. **Glossário Cantareira**. Disponível em: <<https://www.ana.gov.br/sala-de-situacao/sistema-cantareira/glossario-cantareira>>. Acesso em: 7 jan. 2020.

GLOBO BRASIL. **GBR320p - Módulo Fotovoltaico de 320Wp - Globo Brasil**. Disponível em: <<https://globasil.commercesuite.com.br/paineis-solares/gbr320p-modulo-fotovoltaico-de-320wp>>. Acesso em: 25 jul. 2019.

GOBBO, G. G. **Estudo de Viabilidade Econômica de uma Usina Fotovoltaica na Universidade Estadual de Londrina**. [s.l.] Universidade Estadual de Londrina, 2018.

GÖKBULAK, F.; ÖZHAN, S. E-Water Water loss through evaporation from water surfaces of lakes and reservoirs in Turkey. 2006a.

GÖKBULAK, F.; ÖZHAN, S. Water loss through evaporation from water surfaces of lakes and reservoirs in Turkey. **E-water**, p. 6, 2006b.

GOSTEIN, M.; CARON, J. R.; LITTMANN, B. Measuring soiling losses at utility-scale PV power plants. **2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2014**, n. June 2014, p. 885–890, 2014.

GOVERNO DO ESTADO DO RN. **Operação Vertente beneficia mais de 100 mil potiguares com água de qualidade**. Disponível em: <<http://adcon.rn.gov.br/ACERVO/JUCERN/Conteudo.asp?TRAN=ITEM&TARG=169001&ACT=&PAGE=&PARM=&LBL=Materia>>. Acesso em: 7 mar. 2019.

GRECH, M. et al. Floating Photovoltaic Installations in Maltese Sea Waters. **32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**, p. 1964–1968, 2016.

GUGLIOTTI, M.; BAPTISTA, M. S.; POLITI, M. J. Reduction of evaporation of

natural water samples by monomolecular films. **Journal of the Brazilian Chemical Society**, v. 16, n. 6 A, p. 1186–1190, 2005.

HARTZELL, T. S. **Evaluating Potential For Floating Solar Installations on Arizona Water Management Infrastructure**. [s.l.] University of Arizona, 2016.

HARVEY, F. World's biggest floating solar farm powers up outside London. **The Guardian**, 29 fev. 2016.

HASSAN, A. et al. Evaluating evaporation rate from high Aswan Dam Reservoir using RS and GIS techniques. **Egyptian Journal of Remote Sensing and Space Science**, v. 21, n. 3, p. 285–293, 2017.

HASSAN, M. M. et al. Evaporation mitigation using floating modular devices. **Journal of Hydrology**, v. 530, p. 742–750, 2015.

HELPER, F.; LEMCKERT, C.; ZHANG, H. Impacts of climate change on temperature and evaporation from a large reservoir in Australia. **Journal of Hydrology**, v. 475, p. 365–378, 19 dez. 2012.

HELPER, F.; ZHANG, H.; LEMCKERT, C. Evaporation Reduction by Windbreaks : Overview , Modelling and Efficiency. **Report**, n. 16, p. 24, 2009.

HERNANDEZ, R. R. et al. Environmental impacts of utility-scale solar energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 29, p. 766–779, 2014.

HIPSEY, M. **Using windbreaks to reduce evaporation from farm dams**. Nedlands: University of Western Australia, Centre for Water Research, 2002.

HUNTER, K.; FINN, N.; BARNES, S. **The Benefits of Shadecloth Covers for Potable Water Storages**. 70th Annual Water Industry Engineers and Operators' Conference. **Anais...**Bendigo, Austrália: 2007Disponível em: <http://www.wioa.org.au/conference_papers/07_vic/documents/KristineHunter.pdf>. Acesso em: 6 ago. 2019

IFC/WBG. **Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants In partnership with a project Developer's Guide**. Washington: [s.n.]. Disponível em: <https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f05d3e00498e0841bb6fbbe54d141794/IFC+Solar+Report_Web+_08+05.pdf?MOD=AJPERES>. Acesso em: 2 abr. 2019.

IGARN. **Bacia Apodi/Mossoró**. Natal: [s.n.]. Disponível em: <<http://adcon.rn.gov.br/ACERVO/IGARN/DOC/DOC000000000028892.PDF>>. Acesso em: 2 abr. 2019.

INMET. **INMET**. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=bdmep/bdmep>>. Acesso em: 19 nov. 2018.

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2018**. Abu Dhabi: [s.n.].

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. **Photovoltaic Degradation Rates -- An Analytical Review: Preprint**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.osti.gov/bridge>>. Acesso em:

2 out. 2018.

JUSTO, J. F. A.; SANTOS, W. L. A. DOS; SOUZA, F. DAS C. S. A Bacia Apodi-Mossoró (RN) como Objeto de Pesquisa em Programas de Pós-Graduação. **Revista Principia - IFPB**, v. 1, n. 31, p. 95, 22 dez. 2016.

KIM, S. H.; YOON, S. J.; CHOI, W. Design and construction of 1MW class floating PV generation structural system using FRP members. **Energies**, 2017.

KIMBER, A. et al. The effect of soiling on large grid-connected photovoltaic systems in California and the Southwest Region of the United States. **Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC-4**, v. 2, p. 2391–2395, 2007.

KRISHNAVENI, N.; ANBARASU, P.; VIGNESHKUMAR, D. A survey on floating solar power system. **International Journal of Current Research and Modern Education (IJCRME)** ISSN, p. 152–158, 2016.

KUMAR, V.; SHRIVASTAVA, R. L.; UNTAWALE, S. P. Solar Energy: Review of Potential Green & Clean Energy for Coastal and Offshore Applications. **Aquatic Procedia**, v. 4, p. 473–480, 1 jan. 2015.

LAMEI, A.; VAN DER ZAAG, P.; VON MÜNCH, E. Impact of solar energy cost on water production cost of seawater desalination plants in Egypt. **Energy Policy**, 2008.

LEE, Y. G.; JOO, H. J.; YOON, S. J. Design and installation of floating type photovoltaic energy generation system using FRP members. **Solar Energy**, v. 108, p. 13–27, 2014.

LIU, L. et al. Power Generation Efficiency and Prospects of Floating Photovoltaic Systems. **Energy Procedia**, v. 105, p. 1136–1142, 2017a.

LIU, L. et al. Power Generation Efficiency and Prospects of Floating Photovoltaic Systems. **Energy Procedia**, v. 105, p. 1136–1142, 2017b.

LLC, E. **Hollow and solid plastic floating balls for industrial use**. Disponível em: <<https://eccllc.us/products/>>. Acesso em: 6 ago. 2019.

LOPES, J. E. G.; SANTOS, R. C. P. **Capacidade dos Reservatórios**. [s.l.] ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, 2002.

LOVICH, J. E.; ENNEN, J. R. Wildlife Conservation and Solar Energy Development in the Desert Southwest, United States. **BioScience**, v. 61, n. 12, p. 982–992, 2011.

MACHADO, T. T. V.; DIAS, J. T.; SILVA, T. C. DA. Evolução e avaliação das políticas públicas para a atenuação dos efeitos da seca no semiárido brasileiro. **Gaia Scientia**, v. 11, n. 2, p. 84–103, 29 jul. 2017.

MAGALHÃES, A. R.; GLANTZ, M. **Socioeconomic impacts of climate variations and policy responses in Brazil**. Brasília DF: [s.n.].

MAJID, Z. A. A. et al. Study on Performance of 80 Watt Floating Photovoltaic Panel.

Journal of Mechanical Engineering and Sciences, v. 7, p. 1150–1156, 2014.

MARENGO, J. A. et al. Climatic characteristics of the 2010-2016 drought in the semiarid Northeast Brazil region. **Anais da Academia Brasileira de Ciências**, v. 90, n. 2 suppl 1, p. 1973–1985, 14 ago. 2017.

MARINHO, F. J. L. et al. MECANISMO REDUTOR DE EVAPOTRANSPIRAÇÃO EM MANANCIAL HÍDRICO LOCALIZADO NO SEMIÁRIDO PARAÍBANO. **Enciclopédia Biosfera**, v. 11, n. 20, p. 94–103, 2015.

MCCARTHY, J. et al. **Climate change 2001: impacts, adaptation, and vulnerability**. Cambridge: [s.n.].

MCKAY, A. **Floatovoltaics : Quantifying the Benefits of a Hydro - Solar Power Fusion**. [s.l.] Pomona College, Claremont, California, 2013.

MELVIN, G. K. . Experimental Study of the Effect of Floating Solar Panels on Reducing Evaporation in Singapore Reservoirs. **Thesis for Degree of Bachelor Engineering Department of Civil & Environmental Engineering National University of Singapore**, v. 1, p. 1–129, 2015.

MESBAHI, M.; MINAMINO, S. **Solarplaza Top 70 Floating Solar PV Plants**. Disponível em: <<https://www.solarplaza.com/channels/top-10s/11761/top-70-floating-solar-pv-479plants/>>. Acesso em: 15 set. 2019.

MICRODYNE PLASTICS INC. **Polyethylene Shade Balls - Microdyne**. Disponível em: <<http://microdyneplastics.com/polyethylene-shade-balls/>>. Acesso em: 6 ago. 2019.

MITTAL, D.; SAXENA, B. K.; RAO, K. V. S. **Floating solar photovoltaic systems: An overview and their feasibility at Kota in Rajasthan**. Proceedings of IEEE International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies, ICCPCT 2017. **Anais...**2017

MME; EPE. **Projetos fotovoltaicos nos leilões de energia. Características dos empreendimentos participantes nos leilões de 2013 a 2018**. Rio de Janeiro and Brasília: [s.n.]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-330/EPE-DEE-NT-091_2018-r0.pdf>.

MOURA, M. S. B. DE et al. **Clima e água de chuva no semiárido**. [s.l.: s.n.].

MUSCAT, M. **A Study of Floating PV Module Efficiency**. [s.l.] University of Malta, 2014.

NAZIFIFARD, M.; TAHERI, S. M.; NAZIFIFARDARANI, K. **Novel Floating Photovoltaic Cover Systems Generating Electricity and Prevent Evaporative Losses for Agriculture Industry in Iran**. 3rd International Conference of IEA. **Anais...**Tehran: 2017Disponível em: <www.SID.ir>

NREL. **Annual Technology Baseline (ATB) by National Renewable Energy Laboratory (NREL)**. Disponível em: <<https://atb.nrel.gov/>>. Acesso em: 11 fev. 2019a.

NREL. **Annual Technology Baseline (ATB) from the National Renewable Energy Laboratory (NREL)**. Disponível em: <<https://atb.nrel.gov/>>. Acesso em: 2 fev. 2019b.

ONU. **The Human Right to Water and Sanitation Media brief**. Geneva: [s.n.]. Disponível em: <http://www.un.org/waterforlifedecade/pdf/human_right_to_water_and_sanitation_media_brief.pdf>.

ONU. **Agenda 2030 | ONU Brasil**. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/pos2015/agenda2030/>>. Acesso em: 3 ago. 2019.

OPPENHEIMER, M. et al. **Emergent risks and key vulnerabilities. Climate change 2014: impacts, adaptation, and vulnerability. Part A: global and sectoral aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth**. Cambridge UK, and New York: [s.n.].

PEREZ, M. et al. Deploying effectively dispatchable PV on reservoirs: Comparing floating PV to other renewable technologies. **Solar Energy**, v. 174, p. 837–847, 2018.

PIONEER MOORING. **Hazelett Dock & Pier Anchoring**. Disponível em: <https://pioneer_mooring.com/dock-pier-anchoring/>. Acesso em: 6 jan. 2020a.

PIONEER MOORING. **Hazelett Dock & Pier Anchoring**.

POURAN, H. M. From collapsed coal mines to floating solar farms, why China's new power stations matter. **Energy Policy**, v. 123, n. July, p. 414–420, 2018.

ROSA-CLOT, M. et al. Chapter 8: Floating Plants and Environmental Aspects. In: **Submerged and Floating Photovoltaic Systems**. [s.l: s.n.]. p. 185–212.

ROSA-CLOT, M.; TINA, G. M. **Submerged and floating photovoltaic systems: Modelling, design and case studies**. [s.l: s.n.].

ROSA-CLOT, M.; TINA, G. M. Chapter 1 – Introduction. In: **Submerged and Floating Photovoltaic Systems**. [s.l: s.n.].

ROSA-CLOT, M.; TINA, G. M. Chapter 5: The Floating PV Plant. In: **Submerged and Floating Photovoltaic Systems**. [s.l: s.n.]. p. 89–136.

ROSA-CLOT, M.; TINA, G. M. Chapter 6 – Concentration Systems and Floating Plants. In: **Submerged and Floating Photovoltaic Systems**. [s.l: s.n.].

ROSA-CLOT, M.; TINA, G. M.; NIZETIC, S. Floating photovoltaic plants and wastewater basins: an Australian project. **Energy Procedia**, v. 134, p. 664–674, 1 out. 2017.

ROSA CLOT, M.; CLOT, P. R.; CARRARA, S. **Apparatus and method for generating electricity using photovoltaic panels**United States, 2011. Disponível em: <<https://patents.google.com/patent/US20110168235A1/en>>

RUSKOWITZ, J. A. et al. Evaporation suppression and solar energy collection in a salt-gradient solar pond. **Solar Energy**, v. 99, p. 36–46, jan. 2014.

SÁ, P. C. G. DA S. et al. Capítulo 1. In: **Caracterização do Semiárido brasileiro: fatores naturais e humanos**. Petrolina: Embrapa Semiárido, 2010. p. 18–48.

SACRAMENTO, E. M. DO et al. Scenarios for use of floating photovoltaic plants in Brazilian reservoirs. **IET Renewable Power Generation**, v. 9, n. 8, p. 1019–1024, 2015.

SAHU, A.; YADAV, N.; SUDHAKAR, K. Floating photovoltaic power plant: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 66, p. 815–824, 2016.

SALES, M. L. DE S. et al. Avaliação financeira das ações de captação, acumulação e suprimento de água no estado de Ceará. **Rev. Econ. NE**, v. 48, n. 4, p. 139–154, 2017.

SAM. **Home - System Advisor Model (SAM)**. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/>>. Acesso em: 14 abr. 2020.

SANTAFÉ, M. R. et al. Implementation of a photovoltaic floating cover for irrigation reservoirs. **Journal of Cleaner Production**, v. 66, p. 568–570, 2014a.

SANTAFÉ, M. R. et al. Theoretical and experimental analysis of a floating photovoltaic cover for water irrigation reservoirs. **Energy**, n. 67, p. 246–255, 2014b.

SEAFLEX. **Products**. Disponível em: <<http://www.seaflex.net/products/>>. Acesso em: 5 jan. 2020.

SEARH/RN. **Situação Volumétrica de Reservatórios do RN**. Disponível em: <<http://sistemas.searh.rn.gov.br/monitoramentovolumetrico>>. Acesso em: 1 out. 2019.

SHARMA, P.; MUNI, B.; SEN, D. Design parameters of 10kW floating solar plant. **International Advanced Research Journal in Science, Engineering and Technology**, v. 2, n. 1, p. 85–89, 2015.

SILVA, T. K. B. DA. **A usina solar flutuante, e o Brasil**. Disponível em: <<http://www.usp.br/portalbiossistemas/?p=8131>>. Acesso em: 23 fev. 2019.

SILVÉRIO, N. M. et al. Use of floating PV plants for coordinated operation with hydropower plants: Case study of the hydroelectric plants of the São Francisco River basin. **Energy Conversion and Management**, v. 171, n. June, p. 339–349, 2018.

SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. **Performance ratio: Quality factor for the PV plant**, 2015.

SOLAR ASSET MANAGEMENT. **Top 100 floating solar projects Japan — Solar Asset Management: Asia**. Disponível em: <<https://asia.solar-asset.management/top-100-floating-solar-projects-japan-en>>. Acesso em: 15 jul. 2019.

SOLAR PLAZA. **A comprehensive Overview of 200 + Global Floating Solar Plants**. p. 19, 2019.

SONG, J.; CHOI, Y. Analysis of the potential for use of floating photovoltaic systems on mine pit lakes: Case study at the Ssangyong open-pit limestone mine in Korea. **Energies**, 2016.

SOUZA, J. P. DE. **Módulos Fotovoltaicos - Perdas por Mismatch em Sistemas Fotovoltaicos**. Disponível em: <<http://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/modulos-fotovoltaicos---perdas-por-mismatch-em-sistemas-fotovoltaicos>>. Acesso em: 15 out. 2019.

STEIN, J. S. et al. PV Lifetime Project: Measuring PV Module Performance Degradation : 2018 Indoor Flash Testing Results. p. 6, 2018.

SUDENE. **Nova delimitação Semiárido**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.sudene.gov.br/images/arquivos/semiarido/arquivos/Relação_de_Municípios_Semiárido.pdf>.

SUNGROW. **The leader of floating pv system**. Disponível em: <https://en.sungrowpower.com/upload/product_file/508/7867f0756fb448f379450d0a0f2a5cf3.pdf>.

TABOADA, M. E. et al. Solar water heating system and photovoltaic floating cover to reduce evaporation: Experimental results and modeling. **Renewable Energy**, v. 105, p. 601–615, 2017.

TCU. **Avaliação das Políticas de Inserção de Fontes Renováveis na Matriz Elétrica Brasileira**. [s.l: s.n.].

TEGAT, W.; SHELDON, G.; GRIFFITHS, D. **Climate change: The IPCC impact assessment**. Camberra, Austrália: [s.n.].

TEMIZ, M.; JAVANI, N. Design and analysis of a combined floating photovoltaic system for electricity and hydrogen production. **International Journal of Hydrogen Energy**, p. 13, jan. 2019.

TIANGCO, C. C. **Innovating Solar Energy Development through Floating Photovoltaic Technology Regional Knowledge and Support Technical Assistance Afghanistan, Azerbaijan, Kyrgyz Republic**. 27th CAREC ESCC Meeting. Anais...Turkemenistão: 2018aDisponível em: <<http://www.3tier.com/static/ttcms/us/documents/publications/vali>>. Acesso em: 29 mar. 2019

TIANGCO, C. C. **Innovating Solar Energy Development through Floating Photovoltaic Technology Regional Knowledge and Support Technical Assistance Afghanistan, Azerbaijan, Kyrgyz Republic**. 27th CAREC ESCC Meeting. Anais...Ashgabat, Turkmenistan: 2018bDisponível em: <<http://www.3tier.com/static/ttcms/us/documents/publications/vali>>. Acesso em: 4 jan. 2019

TINA, G. M.; ROSA CLOT, M.; ROSA CLOT, P. **Electrical behaviour and optimization of panels and reflector of a photovoltaic floating plant**. Proceedings of the 26th EU PVSEC. Anais...Hamburgo, Alemanha: 2011

TRADING ECONOMICS. **Brazil Corporate Tax Rate | 2019 | Data | Chart | Calendar | Forecast | News**. Disponível em: <<https://tradingeconomics.com/brazil/corporate-tax-rate>>. Acesso em: 3 jan. 2019.

TRAPANI, K.; MILLAR, D. L. The thin film flexible floating PV (T3F-PV) array: The concept and development of the prototype. **Renewable Energy**, v. 71, p. 43–50, 2014.

TRAPANI, K.; MILLAR, D. L. Floating Photovoltaic Arrays to Power the Mining Industry: A Case Study for the McFaulds Lake (Ring of Fire). **Environmental Progress & Sustainable Energy**, v. 35, n. 3, p. 898–905, 2015.

TRAPANI, K.; SANTAFÉ, M. R. **A review of floating photovoltaic installations: 2007-2013 Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 2015.

VASANTHA KUMAR, P. et al. Reduction of Water Vapour by Using Shade Balls. **International Journal of Engineering and Techniques**, v. 4, n. 2, p. 2–5, 2018.

WIPLINGER, O. **Storage of Water in Sand, South West Africa [Namibia]**. Windhoek, Namibia: [s.n.].

WORLD BANK GROUP; ESMAP; SERIS. **Where Sun Meets Water : Floating Solar Market Report - Executive Summary**. Washington, D.C: [s.n.]. Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/en/579941540407455831/Floating-Solar-Market-Report-Executive-Summary>>.

YADAV, N.; GUPTA, M.; SUDHAKAR, K. **Energy assessment of floating photovoltaic system**. International Conference on Electrical Power and Energy Systems, ICEPES 2016. **Anais...**Bhopal: 2016a

YADAV, N.; GUPTA, M.; SUDHAKAR, K. **Energy assessment of floating photovoltaic system**. International Conference on Electrical Power and Energy Systems, ICEPES 2016. **Anais...**2016b

YAO, X. et al. **Evaporation Reduction by Suspended and Floating Covers: Overview, Modelling and Efficiency : Urban Water Security Research Allian.** [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication/50811551>>. Acesso em: 10 maio. 2019.

YOON, S. J. **Estimation of Structural Behavior for the Floating PV Generation System with High Durability**Seoul, CoreiaShinhwa E&E and ISIS E&C, , 2013.

YOUSSEF, Y. W.; KHODZINSKAYA, A. A Review of Evaporation Reduction Methods from Water Surfaces. **E3S Web of Conferences**, v. 97, p. 10, 2019.